



TUGAS AKHIR - MO 141326

KAJIAN DAN PERANCANGAN *GAS PIPELINE* UNTUK LAUT
DALAM DENGAN METODE S-LAY DITINJAU DARI KONDISI
OPERASI DAN INSTALASI

RAINIER JOY SEAHAN
NRP. 04311440000055

Dosen pembimbing
Dr. Ir. HASAN IKHWANI, M.Sc.
YOYOK SETYO HADIWIDODO, S.T., M.T., PH.D

DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2018



TUGAS AKHIR - MO 141326

**KAJIAN DAN PERANCANGAN *GAS PIPELINE* UNTUK
LAUT DALAM DENGAN METODE *S-LAY* DITINJAU DARI
KONDISI OPERASI DAN INSTALASI**

Rainier Joy Seahan

NRP. 04311440000055

Dosen Pembimbing

Dr. Ir. Hasan Ikhwani, M.Sc.

Yoyok Setyo Hadiwidodo, S.T., M.T., Ph.D.

DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN

**Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2018**

(Halaman ini Sengaja Dikosongkan)



Final Project - MO 141326

**GAS PIPELINE DESIGN FOR DEEPWATER USING S-LAY
METHOD BASED ON THE OPERATION AND
INSTALLATION CONDITION**

Rainier Joy Seahan

NRP. 04311440000055

Spervisor

Dr. Ir. Hasan Ikhwani, M.Sc.

Yoyok Setyo Hadiwidodo, S.T., M.T., Ph.D.

DEPARTEMENT OF OCEAN ENGINEERING

**Faculty of Marine Technology
Sepuluh Nopember Technology Institute
Surabaya
2018**

(Halaman ini Sengaja Dikosongkan)

LEMBAR PENGESAHAN

KAJIAN DAN PERANCANGAN GAS PIPELINE UNTUK LAUT DALAM DENGAN METODE S-LAY DITINJAU DARI KONDISI OPERASI DAN INSTALASI

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
pada Program Studi S-1 Departemen Teknik Kelautan Fakultas Teknologi
Kelautan Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Oleh:

RAINIER JOY SEAHAN

NRP. 04311440000055

Disetujui oleh:

1. Dr. Ir. Hasan Ikhwani, M.Sc.

(Pembimbing 1)

2. Yoyok Setyo Hadiwidodo, S.T., M.T., Ph.D.

(Pembimbing 2)

3. Ir. J.J. Soedjono, M.Sc

(Penguji 1)

4. Dr. Ir. Wisnu Wardhana, SE., M.Sc

(Penguji 2)

5. Herman Pratikno, S.T., M.T., Ph.D

(Penguji 3)

Surabaya, Juli 2018

Kajian dan Perancangan *Gas Pipeline* untuk Laut Dalam dengan Metode S-Lay Ditinjau dari Kondisi Operasi dan Instalasi

Nama Mahasiswa : Rainier Joy Seahan

NRP : 04311440000055

Departemen : Teknik Kelautan

Dosen Pembimbing : Dr. Ir. Hasan Ikhwani, M.Sc.

Yoyok Setyo Hadiwidodo S.T., M.T., Ph.D.

ABSTRAK

Pipa bawah laut (*pipeline*) adalah salah satu metode alternatif yang digunakan untuk memindahkan minyak atau gas mentah ke daratan. Digunakannya *pipeline* untuk memindahkan minyak dan gas akan mengurangi biaya produksi minyak dan gas. Ada beberapa *code* yang dapat digunakan sebagai acuan dalam perhitungan tebal dinding pipa. Dalam penelitian ini, *code* yang digunakan adalah API RP 1111. Beberapa kriteria yang harus dipenuhi dalam API RP 1111 adalah *Bursting* akibat *Internal Pressure*, *Collapse* akibat *External Pressure*, *Buckling* akibat *Combined Load*, dan *Propagating Buckles*. Dari perhitungan tersebut akan dipilih tebal pipa maksimum dari tabel *Nominal Pipe Size (NPS)*. Instalasi dilakukan dengan metode *S-Lay*. *S-Lay* adalah salah satu cara yang paling umum dalam instalasi pipa bawah laut. Pada metode *S-Lay*, terdapat dua bagian kritis yang menghasilkan tegangan terbesar di sepanjang pipa, yaitu *overbend* dan *sagbend*. Analisis yang dilakukan adalah analisis dinamis sehingga pergerakan dari *vessel* ikut diperhitungkan. Berdasarkan DNV OS F101, untuk mencegah kegagalan dalam proses instalasi pipa bawah laut, tegangan total pada dua bagian ini tidak boleh lebih dari 87% dari tegangan ijin dari pipa. Analisis ini dilakukan untuk menghitung tegangan total yang terjadi pada *overbend* dan *sagbend* agar tidak terjadi kegagalan. *Pipeline* yang akan dianalisis berdiameter 14 inci di kedalaman 1426 m.

Kata Kunci: *Pipeline, Wall thickness, S-Lay, Overbend, Sagbend*

(Halaman ini Sengaja Dikosongkan)

**Gas Pipeline Design for Deepwater Using S-Lay Method Based on the
Operation and Installation Condition**

Name : Rainier Joy Seahan
NRP : 04311440000055
Department : Ocean Engineering
Supervisors : Dr. Ir. Hasan Ikhwani, M.Sc.
Yoyok Setyo Hadiwidodo S.T., M.T., Ph.D.

ABSTRACT

Pipeline is one of the alternative methods that are used to transport oil and gas to onshore. Using pipeline to transport oil and gas will reduce the production cost of oil and gas. There are some codes that can be used as a reference in calculating pipe wall thickness. In this research, code that is used as a reference is API RP 1111. Some criteria that must be fulfilled in API RP 1111 are Bursting due to Internal Pressure, Collapse due to External Pressure, Buckling due to Combined Load, and Propagating Buckles. From the criteria, wall thicknesses that is calculated from the calculation will be chosen from the Nominal Pipe Size (NPS) Table. Installation is done by S-Lay method. S-Lay is one of the most common methods in offshore pipeline installation. In this method, there are two critical parts that produce the highest stress along the pipe (overbend and sagbend). Analysis that is done is dynamic analysis, so the movement of the vessel is considered. According to DNV OS F101, to prevent failure in this offshore pipeline installation, total stress in these parts must not exceed 87% from the yield stress of the pipe. This analysis is used to calculate the total stress in overbend and sagbend so that the pipeline will not fail. The diameter of the pipeline is 14 inch in 1426 m water depth.

Keywords: Pipeline, Wall thickness, S-Lay, Overbend, Sagbend

(Halaman ini Sengaja Dikosongkan)

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur penyusun tujukan kepada Tuhan Yang Maha Esa karena atas berkat, rahmat serta karunia-Nya, penyusun dapat menyusun dan menyelesaikan Tugas Akhir yang berjudul “**Kajian dan Perancangan Gas Pipeline untuk Laut Dalam Metode S-Lay Ditinjau dari Kondisi Operasi dan Instalasi**” dengan lancar dan sebaik mungkin.

Laporan Tugas Akhir ini disusun sesuai dengan kurikulum pada Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, dimana Tugas Akhir adalah mata kuliah wajib untuk menyelesaikan studi kesarjanaan bagi mahasiswa.

Penyusun menyadari kekurangan dalam penulisan laporan Tugas Akhir ini, sehingga penyusun mengharapkan kritik dan saran dari pembaca. Harapan penyusun adalah laporan Tugas Akhir ini dapat bermanfaat sebagai referensi bagi penelitian-penelitian selanjutnya di bidang lepas pantai, bagi pembaca dan penyusun.

Surabaya, 06 Juli 2018

Penyusun

(Halaman ini Sengaja Dikosongkan)

UCAPAN TERIMA KASIH

Tugas Akhir ini dapat terselesaikan dengan baik berkat bantuan dan dukungan dari beberapa pihak. Oleh karena itu, penyusun mengucapkan banyak terimakasih kepada:

1. Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmatNya penyusun dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan baik.
2. Randy Seahan dan Rebecca Ratna Widjaja selaku kedua orang tua penyusun yang selalu memberikan doa dan dukungan selama penyusun mengerjakan Tugas Akhir.
3. Bapak Dr. Ir. Hasan Ikhwani, M.Sc, selaku dosen pembimbing serta dosen wali yang telah membimbing sehingga penyusun dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini.
4. Bapak Yoyok Setyo Hadiwidodo, S.T., M.T., Ph.D, selaku dosen pembimbing yang telah membimbing penyusun dalam pengerjaan Tugas Akhir.
5. Bapak Ir. J.J. Soedjono, M.Sc., Bapak Dr. Ir. Wisnu Wardhana, S.E., M.Sc., dan Bapak Herman Pratikno, S.T., M.T, Ph.D, selaku dosen penguji pada sidang Tugas Akhir penyusun, yang telah memberi masukan, kritik, dan saran pada penyusun dalam penyusunan tugas akhir ini
6. Bapak Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T, M.T, selaku Ketua Departemen Teknik Kelautan FTK-ITS.
7. Bapak Herman Pratikno, S.T., M.T., Ph.D, selaku Koordinator Tugas Akhir
8. Para Dosen serta Karyawan Departemen Teknik Kelautan FTK-ITS
9. Seluruh teman-teman angkatan 2014 “Maelstrom” yang selalu memberi semangat dan bantuan dalam pengerjaan Tugas Akhir ini
10. Semua pihak yang terkait dan membantu penyelesaian Tugas Akhir ini ini yang tidak dapat penyusun sebutkan satu per satu.

(Halaman ini Sengaja Dikosongkan)

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	v
ABSTRAK	vii
KATA PENGANTAR	ix
UCAPAN TERIMA KASIH.....	xi
DAFTAR ISI.....	xiii
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL.....	xix
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	3
1.3 Tujuan	3
1.4 Manfaat	3
1.5 Batasan Masalah.....	4
1.6 Sistematika Penulisan	4
BAB II DASAR TEORI	7
2.1 Tinjauan Pustaka	7
2.2 Metode Instalasi	8
2.2.1 <i>S-Lay</i>	8
2.2.2 <i>J-Lay</i>	9
2.2.3 <i>Reel Laying</i>	10
2.3 <i>Laybarge</i>	13
2.4 <i>Stinger</i>	13
2.5 Daerah Kritis	15
2.6 <i>Codes and Standard</i>	15
2.7 Teori Tegangan	16
2.7.1 Tegangan Normal.....	16
2.7.2 Tegangan Geser.....	17
2.7.3 Tegangan <i>Von Mises</i>	18

2.7.4 Tegangan <i>Overbend</i>	19
2.7.5 Tegangan <i>Sagbend</i>	19
2.8 <i>Wall Thickness</i>	21
2.8.1 <i>Bursting</i> akibat <i>Internal Pressure</i>	21
2.8.2 <i>Collapse</i> akibat <i>External Pressure</i>	22
2.8.3 <i>Buckling</i> akibat <i>Combi Load</i>	23
2.8.4 <i>Propagating Buckle</i>	23
2.9 <i>Response Amplitude Operator</i>	24
2.10 Arah Datang Gelombang (<i>Heading</i>).....	25
 BAB III METODOLOGI PENELITIAN	 27
3.1 Metodologi Penelitian	27
3.2 Prosedur Pengerjaan	28
3.3 Pemodelan dengan <i>Software MOSES</i>	30
3.4 Pemodelan dengan <i>Software OFFPIPE</i>	30
3.4.1 <i>Software OFFPIPE</i>	30
3.4.2 Pemodelan Sistem <i>Pipelaying</i>	31
3.4.3 Pemodelan <i>Laybarge</i>	31
3.4.4 Pemodelan <i>Stinger</i>	32
3.4.5 Analisis Dinamis untuk Menghitung Tegangan Selama Instalasi..	33
 BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN	 35
4.1 Data Pipa	35
4.2 Data <i>Vessel</i>	35
4.3 Data <i>Stinger</i>	36
4.4 Data Desain Pipa	36
4.5 Perhitungan Tebal Pipa Berdasarkan API RP 1111	36
4.5.1 Perhitungan <i>Bursting</i> akibat <i>Internal Pressure</i>	36
4.5.2 Perhitungan <i>Collapse</i> akibat <i>External Pressure</i>	37
4.5.3 Perhitungan <i>Buckling</i> akibat Beban Kombinasi	38
4.5.4 Perhitungan <i>Propagating Buckle</i>	39
4.5.5 Tebal Pipa Minimum.....	40

4.6	Pemodelan <i>Vessel</i>	41
4.6.1	Model <i>Vessel</i>	41
4.6.2	Model <i>Ballast Tank</i>	43
4.6.3	<i>Response Amplitude Operator (RAO)</i>	44
4.7	Perhitungan <i>Catenary</i>	46
4.8	Analisis Dinamis Tegangan Pipa dengan Variasi Sudut <i>Stinger</i>	50
4.8.1	Model 1	50
4.8.2	Model 2	52
4.8.3	Model 3	53
4.8.4	Model 4	54
4.8.5	Model 5	55
4.8.6	Model 6	56
4.8.7	Kesimpulan Dinamis Tegangan Pipa Variasi Sudut <i>Stinger</i>	58
4.9	Analisis Dinamis Tegangan Pipa dengan Variasi Tebal Pipa.....	59
4.9.1	<i>Wall Thickness</i> 19.1 mm	59
4.9.2	<i>Wall Thickness</i> 20.6 mm	59
4.9.3	<i>Wall Thickness</i> 22.2 mm	60
4.9.4	<i>Wall Thickness</i> 23.8 mm	60
4.9.5	<i>Wall Thickness</i> 25.4 mm	60
4.9.6	<i>Wall Thickness</i> 27 mm	60
4.9.7	<i>Wall Thickness</i> 28.6 mm	61
4.9.8	Kesimpulan Dinamis Tegangan Pipa Variasi Tebal Pipa	61
4.10	Pengecekan Tegangan Pipa dengan DNV OS F101	62
	 BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	63
5.1	Kesimpulan	65
5.2	Saran.....	65
	 DAFTAR PUSTAKA	67
	 LAMPIRAN	

(Halaman ini Sengaja Dikosongkan)

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Sistem Pipa Bawah Laut	2
Gambar 1.2 Ilustrasi Instalasi <i>Pipeline</i>	2
Gambar 2.1 Metode <i>S-Lay</i>	8
Gambar 2.2 Metode <i>J-Lay</i>	10
Gambar 2.3 Metode <i>Reel Laying</i>	11
Gambar 2.4 <i>Laybarge</i>	13
Gambar 2.5 <i>Radius of Curvature</i>	14
Gambar 2.6 Pembebanan aksial pada batang tubular	16
Gambar 2.7 Elemen kecil yang mengalami tegangan dan regangan geser	18
Gambar 2.8 Model <i>Catenary</i>	20
Gambar 2.9 Enam derajat kebebasan kapal	25
Gambar 3.1 <i>Flowchart</i> Metodologi Penelitian	28
Gambar 3.2 Pemodelan Instalasi.....	31
Gambar 3.2 Pemodelan <i>Laybarge</i>	32
Gambar 3.4 Pemodelan <i>Stinger</i>	32
Gambar 4.1 Model <i>Vessel</i> 3D	42
Gambar 4.2 Model <i>Vessel</i> Tampak Atas.....	42
Gambar 4.3 Model <i>Vessel</i> Tampak Samping.....	42
Gambar 4.4 Model <i>Vessel</i> Tampak Depan.....	42
Gambar 4.5 Model <i>Ballast Tank</i> Tampak Atas.....	43
Gambar 4.6 Model <i>Ballast Tank</i> Tampak Samping.....	43
Gambar 4.7 RAO <i>heading</i> 0°	44
Gambar 4.8 RAO <i>heading</i> 45°	45
Gambar 4.9 RAO <i>heading</i> 90°	45
Gambar 4.10 RAO <i>heading</i> 135°	46
Gambar 4.11 RAO <i>heading</i> 180°	46
Gambar 4.12 Model <i>Catenary</i>	47
Gambar 4.13 Konfigurasi <i>Stinger</i> 2D Model 1	51
Gambar 4.14 Konfigurasi <i>Stinger</i> 3D Model 1	51
Gambar 4.15 Konfigurasi <i>Stinger</i> 2D Model 2.....	52

Gambar 4.16 Konfigurasi <i>Stinger</i> 3D Model 2	52
Gambar 4.17 Konfigurasi <i>Stinger</i> 2D Model 3	53
Gambar 4.18 Konfigurasi <i>Stinger</i> 3D Model 3	53
Gambar 4.19 Konfigurasi <i>Stinger</i> 2D Model 4	54
Gambar 4.20 Konfigurasi <i>Stinger</i> 3D Model 4	54
Gambar 4.21 Konfigurasi <i>Stinger</i> 2D Model 5	55
Gambar 4.22 Konfigurasi <i>Stinger</i> 3D Model 5	56
Gambar 4.23 Konfigurasi <i>Stinger</i> 2D Model 6	57
Gambar 4.24 Konfigurasi <i>Stinger</i> 3D Model 6	57

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Perbandingan Metode Instalasi	12
Tabel 4.1 Data Pipa	35
Tabel 4.2 Data <i>Vessel</i>	35
Tabel 4.3 Data <i>Stinger</i>	36
Tabel 4.4 Data Desain Pipa	36
Tabel 4.5 Tabel NPS	40
Tabel 4.6 Tabel Pipa Minimum	41
Tabel 4.7 Massa dan Volume Ballast Tank	43
Tabel 4.8 Tegangan Pipa pada Roller Model 1	51
Tabel 4.9 Tegangan Pipa pada Roller Model 2	52
Tabel 4.10 Tegangan Pipa pada Roller Model 3	54
Tabel 4.11 Tegangan Pipa pada Roller Model 4	55
Tabel 4.12 Tegangan Pipa pada Roller Model 5	56
Tabel 4.13 Tegangan Pipa pada Roller Model 6	57
Tabel 4.14 Tegangan Maksimum untuk Setiap Model	58
Tabel 4.15 <i>Wall Thickness</i> 19.1 mm	59
Tabel 4.16 <i>Wall Thickness</i> 20.6 mm	59
Tabel 4.17 <i>Wall Thickness</i> 22.2 mm	60
Tabel 4.18 <i>Wall Thickness</i> 23.8 mm	60
Tabel 4.19 <i>Wall Thickness</i> 25.4 mm	60
Tabel 4.20 <i>Wall Thickness</i> 27 mm	60
Tabel 4.21 <i>Wall Thickness</i> 28.6 mm	61
Tabel 4.22 Hasil Tegangan Maksimum dengan Variasi Tebal Pipa	62
Tabel 4.22 Cek Tegangan pada Setiap Variasi	63

(Halaman ini Sengaja Dikosongkan)

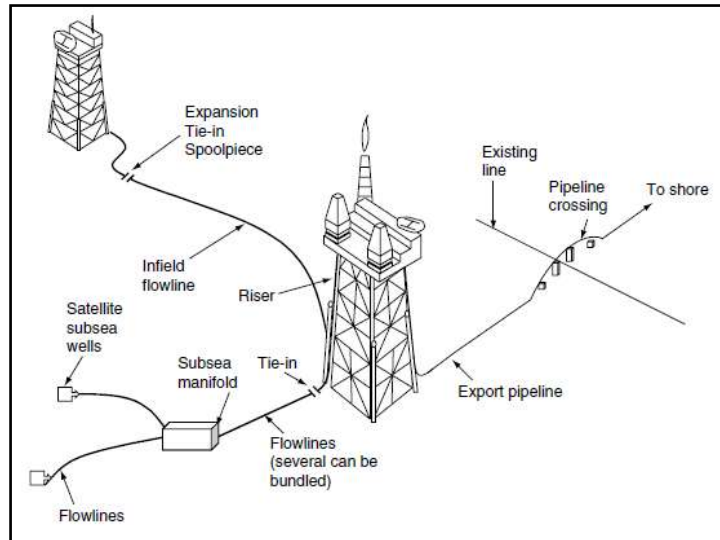
BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

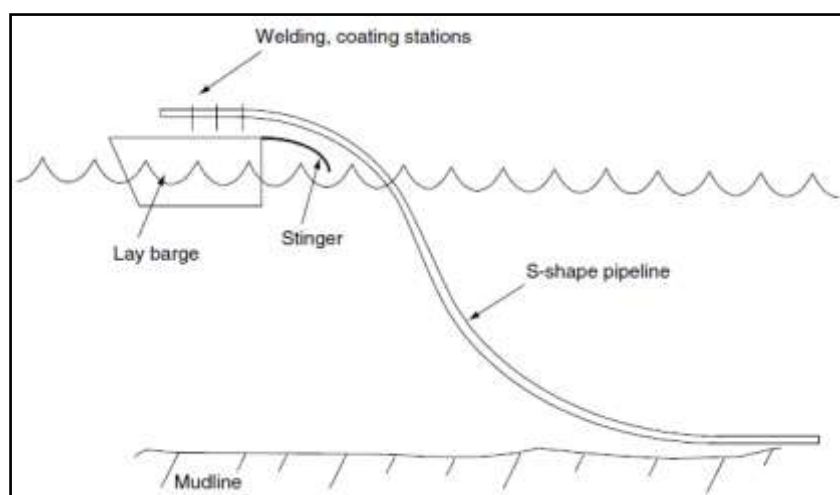
Manusia masih bergantung pada produk-produk minyak dan gas, sehingga usaha eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas sangat intensif, termasuk di perairan dangkal hingga laut dalam. Untuk memindahkan minyak atau gas dari sumur ke daratan, dibutuhkan alat transportasi seperti kapal. Selain kapal, pipa bawah laut dapat menjadi alternatif lain untuk menyalurkan minyak dan gas. Pipa bawah laut ditempatkan di dasar laut atau dipendam dengan variasi rasio *embedment* dengan diameter pipa (e/D) umumnya digunakan untuk memindahkan berbagai macam fluida seperti air, minyak, dan gas (Suntoyo, 2017).

Pipa bawah laut digunakan sebagai transportasi minyak mentah pertama kali dibangun pada tahun 1859. *Pipeline* telah menunjukkan kemampuan untuk beradaptasi dengan berbagai lingkungan termasuk daerah terpencil dan lingkungan yang tidak bersahabat (Guo, 2005). Dengan menggunakan pipeline, biaya transportasi minyak dan gas berkurang menjadi seperlima (Soegiono, 2005). Pipeline merupakan pipa bawah laut yang berfungsi sebagai saluran untuk memindahkan minyak dan gas dari sumur ke daratan. Pipeline digunakan untuk berbagai maksud dalam pengembangan sumber daya hidrokarbon di lepas pantai, termasuk pipa transportasi untuk ekspor, pipa penyalur untuk mengangkut produksi dari suatu platform ke pipa ekspor (Soegiono, 2007).



Gambar 1.1 Sistem Pipa Bawah Laut (Guo, 2005)

Proses penggelaran pipeline (*pipelaying*) merupakan salah satu tahapan yang paling penting dalam bidang ini. Instalasi pipa didefinisikan sebagai proses penempatan pipa pada seabed dari sebuah vessel (Jensen, 2010). Ada beberapa metode dalam melakukan instalasi pipa bawah laut. Dua metode yang paling sering digunakan adalah *S-Lay* dan *J-Lay*. Karena pipeline digelar didasar laut, kedalaman laut merupakan faktor yang menentukan metode yang digunakan dalam proses penggelaran pipa. Oleh karena itu, diperlukan analisis untuk mencegah terjadinya kegagalan dalam proses tersebut.



Gambar 1.2 Ilustrasi instalasi *pipeline* (Guo, 2005)

Pada kasus ini, instalasi dilakukan di Selat Makassar dengan kedalaman 75 m sampai 1426 m. Metode yang digunakan dalam proses instalasi ini adalah metode *S-Lay*. Pada metode ini, tegangan maksimum umumnya terjadi pada daerah *sagbend* dan *overbend*. Tegangan maksimum dapat dihitung dengan menggunakan bantuan software OFFPIPE. Input dari *software* ini adalah konfigurasi sudut *stinger* dan besarnya *tension* pada *tensioner* di *laybarge*. Untuk menghindari kegagalan dalam proses penggelaran pipa, tegangan maksimum dari pipa harus lebih kecil dari tegangan *yield* dari pipa tersebut.

1.2 Rumusan Masalah

1. Berapa tebal pipa yang dibutuhkan agar pipa tidak mengalami kegagalan?
2. Berapa tegangan maksimum yang dialami pipa di area *sagbend* dan *overbend* dengan variasi sudut *stinger* selama proses instalasi?
3. Berapa sudut *stinger* yang digunakan agar *pipeline* tidak mengalami kegagalan selama proses instalasi?

1.3 Tujuan

1. Menghitung berapa tebal pipa yang dibutuhkan agar pipa tidak mengalami kegagalan
2. Menghitung berapa tegangan maksimum yang dialami pipa di area *sagbend* dan *overbend* dengan variasi sudut *stinger* selama proses instalasi
3. Menghitung berapa sudut *stinger* yang digunakan agar *pipeline* tidak mengalami kegagalan selama proses instalasi

1.4 Manfaat

Hasil dari analisis ini diharapkan dapat bermanfaat sebagai bahan kajian dan menjadi acuan dalam proses instalasi pipa bawah laut serta mengetahui distribusi tegangan yang terjadi di sepanjang pipa dengan variasi sudut *stinger* selama proses instalasi berlangsung.

1.5 Batasan Masalah

1. Pipa bawah laut memiliki diameter 14"
2. Instalasi pipa dilakukan di laut dalam
3. *Seabed* diasumsikan datar
4. Pemodelan *laybarge* dilakukan dengan menggunakan *software Moses*
5. Pemodelan instalasi dilakukan dengan menggunakan *software Offpipe*
6. Code yang digunakan untuk desain *wall thickness* adalah API RP 1111
7. Code yang digunakan dalam pengecekan tegangan maksimum adalah DNV OS F101

1.6 Sistematika Penulisan

a. BAB I PENDAHULUAN

Bab I Pendahuluan, berisikan tentang:

- i. Latar belakang
- ii. Rumusan Masalah
- iii. Tujuan
- iv. Manfaat
- v. Batasan Masalah
- vi. Sistematika Penulisan.

b. BAB II DASAR TEORI

Beberapa materi atau teori yang telah penyusun dapatkan dari penelitian, jurnal dan buku. Teori-teori yang ada mencakup metode instalasi dan fasilitas-fasilitas yang digunakan dalam proses instalasi.

c. BAB III METODOLOGI

Bab ini berisi *flowchart* mengenai tahapan-tahapan yang disusun secara sistematis yang dilengkapi dengan data penelitian serta penjelasan untuk setiap langkah pengerjaan yang penyusun lakukan dalam melakukan analisis

d. BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN

Pada bab ini berisi tentang analisa hasil, yaitu mengolah data-data dengan variasi tertentu dengan menggunakan teori-teori yang ada.

e. BAB V KESIMPULAN dan SARAN

Berisi tentang kesimpulan dari analisis serta saran yang bermanfaat guna keberlanjutan penelitian terkait kedepannya

(Halaman ini Sengaja Dikosongkan)

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Industri minyak dan gas sudah semakin berkembang seiring banyaknya kebutuhan akan sumber energi tersebut. Untuk mentransportasikan fluida dalam jumlah besar (dalam hal ini minyak dan gas), *pipeline* merupakan mode transportasi yang paling sering digunakan (Liu, 2003). Salah satu metode untuk transportasi minyak dan gas adalah *pipeline*. Untuk mencegah terjadinya kegagalan dalam sistem *pipeline*, proses yang harus dianalisis adalah instalasi. Pada saat instalasi, pipa akan menghasilkan tegangan yang terjadi di area *sagbend* dan *overbend*. Pada instalasi *pipeline*, perlu diperhitungkan berapa panjang span maksimum yang diperlukan serta penambahan tiang pancang yang digunakan untuk menyangga *pipeline* setelah mencapai letak bentangan maksimumnya sehingga dapat meminimalisir tegangan yang terjadi serta mengurangi efek bending pada pipa (Braskoro dkk, 2004).

Metode untuk melakukan instalasi ada bermacam-macam, yaitu S-Lay, J-Lay, dan Reel Laying. Metode insatalasi yang digunakan paling banyak adalah dengan menggunakan *vessel installation*, dimana sambungan pipa bisa dilas di atas dek *vessel* kemudian pipa diturunkan dengan cara melepaskan pipa dari *tensioner* seiring dengan pergerakan kapal (Lee, 2007).

Ayu (2014) dalam penelitiannya telah melakukan analisis tegangan pipa selama proses instalasi di area *sagbend* dan *overbend* dengan memvariasikan sudut stinger dan kedalaman laut. Penelitian lain yang dilakukan Rosidi (2012) memvariasikan besarnya *radius of curvature* dalam analisis tegangan pipa. Variasi panjang stinger juga telah dilakukan oleh Furqan (2016) dalam penelitiannya. Williams, Burton, dan Rodda (2015), dalam jurnalnya membahas mengenai kegagalan pipeline akibat

tekanan hidrostatik di laut dalam yang didasarkan oleh beberapa code. Code yang digunakan adalah API RP 1111, BS 8010, dan DNV OS F101.

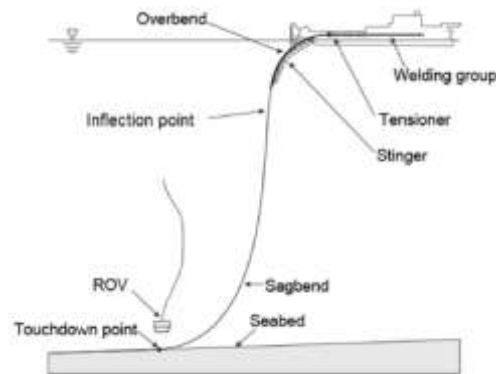
Selain itu, tesis milik Jensen (2010) menguraikan analisis dinamis dalam instalasi pipa. Dalam analisis tersebut, gerakan dari vessel juga berpengaruh dalam instalasi. Pada penelitian ini, penulis akan melakukan analisis dinamis tegangan pipa ketika instalasi dengan memvariasikan sudut *stinger*.

2.2 Metode Instalasi

Ada beberapa metode dalam instalasi pipeline, metode yang paling umum digunakan adalah *S-Lay*, *J-Lay*, dan *Reeling Lay*. Beberapa faktor yang menentukan pemilihan metode pipelaying adalah kedalaman laut, diameter pipa, ketersediaan *laybarge*, dan sebagainya.

2.2.1 *S-Lay*

S-Lay merupakan metode instalasi pipa bawah laut yang paling sering digunakan, terutama di perairan dangkal. *S-Lay* merupakan salah satu metode instalasi dimana pipeline dimulai dengan posisi horizontal diatas vessel dan membentuk bentuk seperti huruf S saat sampai ke seabed (Kyriakides dan Corona, 2007). *S-Lay* dapat diterapkan di laut dengan kedalaman 0 – 1800 m. Pipa disambung dengan cara pengelasan secara horizontal diatas kapal.



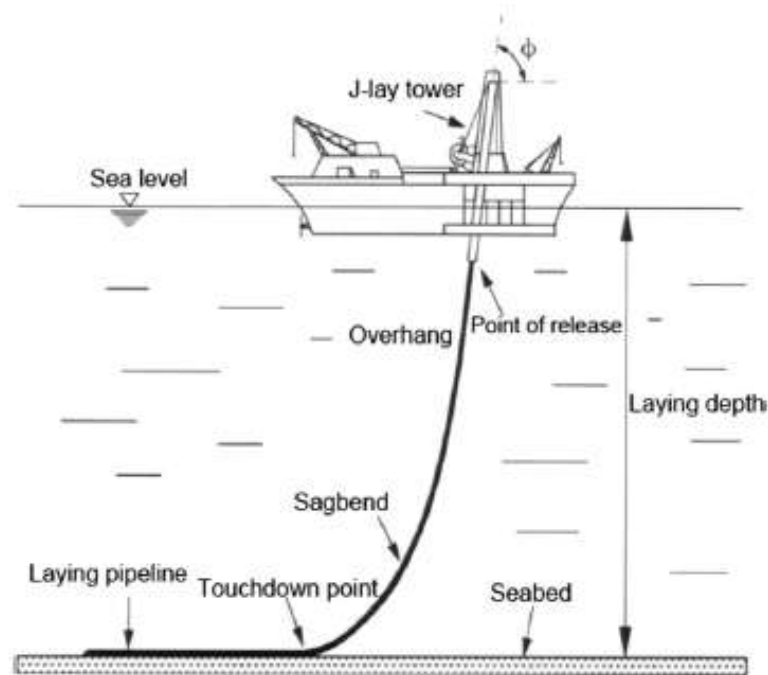
Gambar 2.1 Metode S-Lay (Bai, 2014)

Kapal yang digunakan dapat berupa *laybarge* biasa dengan system tambat, *semisubmersible* yang dimodifikasi atau kapal dengan *dynamic positioning system* untuk mempertahankan posisi kapal dan mobilisasi yang lebih mudah. Pada *laybarge* terdapat *tensioner* dan *roller* yang ditempatkan di sepanjang *laybarge* secara horizontal. Penyambungan pipa dilakukan di atas *laybarge* di beberapa *welding station*, artinya 2 sampai 4 pipa dapat dilas sekaligus sebelum diturunkan. Hal ini akan membuat proses instalasi dapat berlangsung lebih cepat dibanding metode J-Lay, dimana pengelasan dilakukan satu persatu.

Metode S-Lay membutuhkan struktur yang disebut *stinger* pada bagian buritan kapal. *Stinger* berfungsi untuk menahan dan mengatur kelengkungan dari pipa yang akan diinstal. *Stinger* memiliki *roller* yang berfungsi untuk menyangga pipa saat proses instalasi berlangsung. Panjang *stinger* yang digunakan bervariasi bergantung kebutuhan. Semakin dalam kedalaman laut, maka panjang *stinger* juga harus panjang. Dengan adanya *stinger*, kita dapat mencegah kegagalan seperti *buckling* dan *collapse* pada pipa akibat *bending stress* yang terlalu tinggi.

2.2.2 J-Lay

J-Lay umumnya digunakan untuk instalasi pipa bawah laut pada kedalaman hingga 3000 m. Disebut J-Lay karena ketika proses instalasi berlangsung, pipa akan membentuk huruf “J”. Pada metode ini, pipa akan mengalami *sagbend* dan tidak akan mengalami *overbend* karena J-Lay tidak menggunakan *stinger* melainkan *J-Lay tower* yang berfungsi untuk menurunkan pipa ke dalam laut secara vertikal hingga menyentuh *touchdown point* pada *seabed*. *J-Lay tower* ini juga berfungsi untuk menahan berat pipa yang menggantung sebelum menyentuh dasar laut.



Gambar 2.2 Metode J-Lay (Bai, 2014)

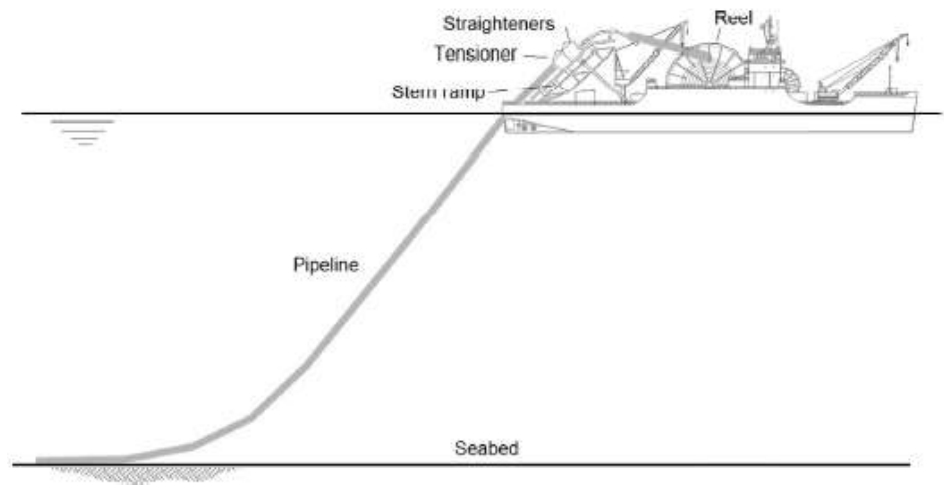
Pipa disambungkan dengan cara dilas secara vertikal di atas kapal sebelum diturunkan. Karena pengelasan dilakukan satu persatu secara vertikal, maka proses instalasi dengan metode ini memakan waktu yang lebih lambat dibanding metode S-Lay.

2.2.3 Reel Laying

Reel Laying merupakan metode instalasi pipa dengan cara menggulung pipa yang sudah dilas pada sebuah gulungan (reel) yang besar. Berbeda dengan S-Lay dan J-Lay, pada metode ini, pipa disambungkan dengan cara dilas ketika pipa masih berada di darat sehingga, kecepatan proses instalasi dengan *reel laying* menjadi jauh lebih cepat dibandingkan metode-metode lainnya. Karena kecepatan instalasi yang cepat ini, biaya instalasi juga akan berkurang. Selain itu, resiko kegagalan pipa kecil karena tegangan yang dihasilkan tidak sebesar S-Lay dan J-Lay. Pipa yang diinstal dengan metode ini tidak dilapisi dengan

beton melainkan lapisan pelindung berbahan sejenis epoxy. Selain itu, diameter pipa juga terbatas dan harus terbuat dari bahan dengan plastisitas tinggi.

Pada laybarge terdapat reel yang berfungsi sebagai tempat menggulung pipa. Ada juga tensioner untuk menarik pipa agar tegangan pipa tidak melebihi tegangan yieldnya.



Gambar 2.3 Metode Reel Laying (Bai, 2014)

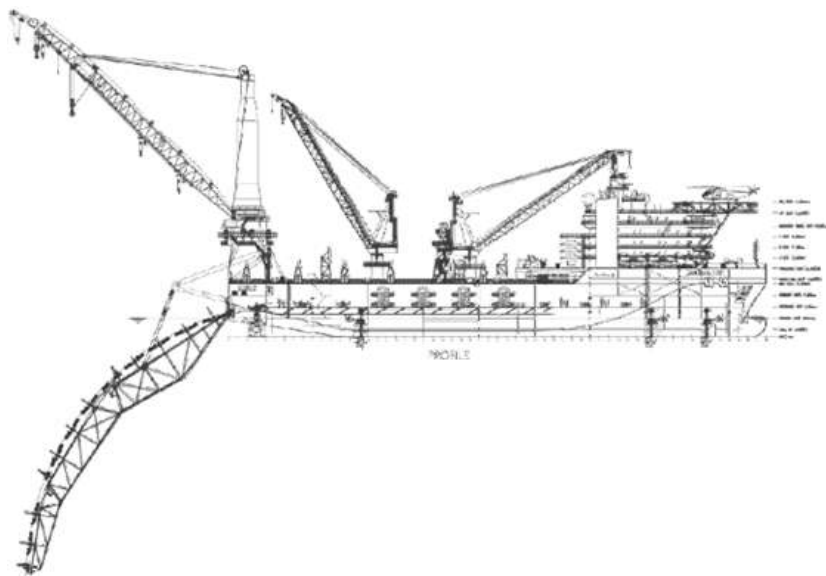
Tabel 2.1 Perbandingan Metode Instalasi (Bai, 2014)

	S-Lay	J-Lay	Reel Laying
Kedalaman Air	0-1800	500-3000 m	500-3000 m
Tensioners	Perlu	Tidak perlu	Perlu
Peralatan	<i>Stinger</i>	<i>J-Lay tower</i>	<i>Drum</i>
Welding Station	3-4	1	0
Kecepatan Instalasi	3-5 km/hari	1-1.5 km/hari	12-24 km/hari
Keuntungan	Teknologi sudah tersedia	Teknologi sudah tersedia	Pengelasan dilakukan di darat
	Posisi welding station parallel	Cocok untuk di laut dalam	Resiko kecil
	Kecepatan instalasi tinggi	Tegangan yang dihasilkan kecil	Biaya rendah
	Dapat digunakan di laut dalam dan dangkal	Tidak membutuhkan <i>stinger</i> di buritan	Instalasi berlangsung berkelanjutan
	Paling efisien		Tegangan yang dihasilkan kecil
Kerugian	Membutuhkan stinger dan tensioner	Membutuhkan kestabilan vertikal yang lebih tinggi	Tidak dapat digunakan untuk pipeline dengan <i>concrete coating</i>
	Membutuhkan laybarge dengan kekuatan tinggi	Hanya cocok untuk laut dalam	Diameter pipa terbatas (kecil)
		Kecepatan instalasi rendah	Membutuhkan baja dengan plastisitas tinggi
		Hanya ada 1 welding station	

2.3 Laybarge

Laybarge yang digunakan untuk proses instalasi pipa bawah laut dapat berupa kapal biasa atau *semisubmersible* yang sudah dimodifikasi. Pada laybarge terdapat *welding station* sebagai tempat pengelasan pipa yang akan digelar. Ada juga *tensioner* yang berfungsi untuk menahan tegangan pipa tetap konstan saat meluncur turun ke laut agar tegangan pipa tidak terlalu tinggi dan mengalami kegagalan.

Pada *laybarge*, umumnya terdapat 1 sampai 3 *tensioner* dengan kapasitas 100 sampai 150 ton untuk setiap *tensioner*. Selain *tensioner*, pada *laybarge* juga terdapat *roller* yang berfungsi sebagai tempat pipa tersebut diluncurkan.

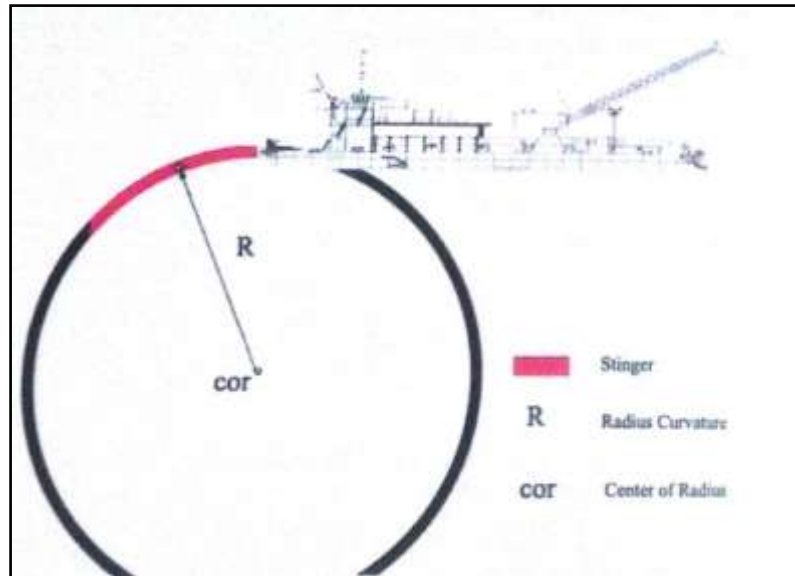


Gambar 2.4 Laybarge (Dokumen Eni Muara Bakau B.V.)

2.4 Stinger

Stinger merupakan sebuah struktur yang terbuat dari bahan-bahan tubular yang terdapat di bagian buritan kapal. *Stinger* berfungsi untuk mengarahkan pipa yang akan diinstal sehingga pipa dapat meluncur ke bawah dari bagian buritan kapal sampai dasar laut. Bentuk lengkungan *stinger* dapat diubah-ubah dengan cara mengatur tinggi *roller* pada stinger

sesuai dengan kebutuhan. Lengkungan *stinger* merupakan bagian dari sebuah lingkaran yang memiliki radius yang disebut dengan *radius of curvature*.



Gambar 2.5 *Radius of Curvature* (Rosyidi, 2012)

Menurut Mousselli (1981), *radius of curvature* minimum dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut.

$$R = \frac{E.D}{2.\sigma.DF} \quad (2.1)$$

Dimana:

R	=	Radius of Curvature	(ft)
E	=	Modulus Elastisitas = 30.10^6	(psi)
D	=	Diameter Luar	(ft)
σ	=	SMYS Pipa	(psi)
DF	=	Design Factor = 0.85	

2.5 Daerah Kritis

Selama instalasi berlangsung, terdapat 2 daerah kritis dimana tegangan pipa mencapai maksimum, yaitu *Overbend* dan *Sagbend*.

a. *Overbend*

Overbend merupakan bagian pipa mulai dari *tensioner* pada *laybarge*, lalu ke bagian buritan *laybarge*, turun ke *stinger*, sampai batas terakhir dimana pipa tidak lagi ditopang oleh *stinger*. Lengkungan pipa di bagian *overbend* ditopang oleh *roller* pada *barge* dan *stinger*. Ketika instalasi berlangsung, daerah *overbend* ini merupakan salah satu daerah kritis dimana tegangan yang dihasilkan pipa akan tinggi karena pipa melengkung. Kelengkungan *overbend* dipengaruhi oleh *roller* dan *stinger*.

b. *Sagbend*

Sagbend adalah bagian pipa yang menggantung dimulai dari titik dimana pipa tidak ditopang oleh *stinger* (*inflection point*) sampai titik dimana pipa menyentuh dasar laut (*touchdown point*). Pada *sagbend*, tegangan dapat dipengaruhi dengan parameter: tegangan pipa di titik awal; lengkungan *overbend*; berat pipa tercelup; dan kedalaman laut

2.6 Codes dan Standart

Code dan standart yang digunakan dalam proses instalasi ini adalah DNV OS F101 “*Submarine Pipeline System*” tahun 2013. Di dalamnya diatur prosedur pemilihan material, fabrikasi, instalasi, inspeksi, pengujian, commissioning, operasi, perawatan, kualifikasi ulang dan *abandonment*. DNV OS F101 menggunakan LRFD (Load and Resistance Factor Design) dan ASD (Allowable Stress Design).

Dalam DNV OS F101, *section 13*, bagian G 300 (*Simplified Laying Criteria*), disebutkan bahwa tegangan yang yang dihasilkan oleh

pipa selama instalasi tidak boleh melebihi 87% dari tegangan *yield* dari pipa tersebut.

2.7 Teori Tegangan

2.7.1 Tegangan Normal

Tegangan normal adalah tegangan yang bekerja dengan arah tegak lurus terhadap permukaan benda. Tegangan normal dapat berupa tegangan tarik (*tension*) atau tegangan tekan (*compression*).

$$\sigma = \frac{P}{A} \quad (2.2)$$

Dimana:

σ = tegangan normal (N/m²)

P = gaya tarik/tekan (N)

A = luas penampang (m²)

Batang tubular dengan luas penampang A dan panjang L diberi pembebanan aksial akibat gaya tarik P . Akibatnya, batang ini akan mengalami perubahan panjang menjadi L' .

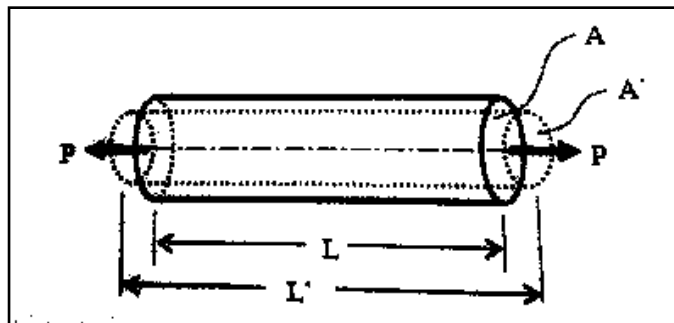
$$\Delta L = L' - L \quad (2.3)$$

Dimana:

ΔL = pertambahan panjang (m)

L = panjang awal batang (m)

L' = panjang akhir batang (m)



Gambar 2.6 Pembebanan aksial pada batang tubular (Timoshenko, 2000)

Regangan aksial / *axial strain* (ϵ) adalah perbandingan antara pertambahan panjang (ΔL) dengan panjang awal (L).

$$\epsilon = \frac{\Delta L}{L} \quad (2.7)$$

Selain pertambahan panjang, gaya P juga akan menyebabkan pengurangan luas penampang (A) pada batang tubular. Pengurangan luas penampang berarti jari-jari dari batang tubular tersebut juga mengalami pengurangan. Hal ini disebut regangan radial / *radial strain* (ϵ') yang dirumuskan sebagai berikut.

$$\epsilon' = \frac{R' - R}{R} \quad (2.8)$$

Dimana:

ϵ' = regangan radial (m)

R = jari-jari awal (m)

R' = jari-jari akhir (m)

Perbandingan antara regangan radial dengan regangan aksial disebut sebagai rasio *Poisson* / *Poisson Ratio* (ν) yang dirumuskan sebagai berikut.

$$\nu = \frac{\epsilon'}{\epsilon} \quad (2.9)$$

2.7.2 Tegangan Geser

Tegangan geser (*shear stress*) adalah tegangan yang bekerja pada permukaan benda dalam arah tangensial.

$$\tau = \frac{V}{A} \quad (2.10)$$

Dimana:

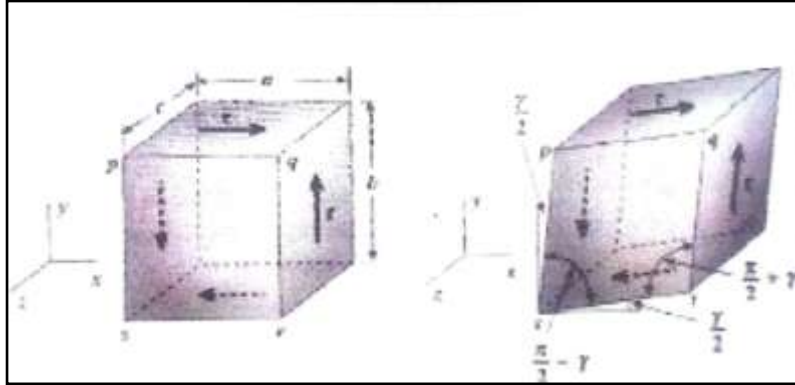
τ = tegangan geser (N/m^2)

V = gaya geser (N)

A = luas penampang (m^2)

Tegangan geser yang bekerja pada suatu elemen benda disertai regangan geser. Tegangan geser tidak memiliki kecenderungan untuk memanjangkan atau

memendekkan elemen dalam arah x , y , dan z . Artinya, panjang sisi elemen tidak berubah melainkan menyebabkan perubahan bentuk elemen dari kubus tegak menjadi kubus miring.



Gambar 2.7 Elemen kecil yang mengalami tegangan dan regangan geser
(Timoshenko, 2000)

Deformasi yang terjadi menyebabkan sudut antara sisi samping berubah. Sudut di titik q dan s yang sebelumnya $\pi/2$ menjadi $\frac{\pi}{2} - \gamma$. Selain itu, sudut di titik p dan r bertambah $\pi/2 + \gamma$. Sudut γ merupakan ukuran distorsi atau perubahan dari elemen dan disebut regangan geser.

2.7.3 Tegangan Von Mises

Pada elemen tiga dimensi, bekerja tegangan-tegangan searah sumbu x , y , dan z . Pada tiap-tiap sumbu dapat diketahui tegangan utama (σ_1 , σ_2 , σ_3) yang dihitung dari komponen tegangan dengan persamaan berikut.

$$\begin{bmatrix} \sigma_x - \sigma_0 & \sigma_{xy} & \sigma_{xz} \\ \sigma_{xy} & \sigma_y - \sigma_0 & \sigma_{yz} \\ \sigma_{xz} & \sigma_{yz} & \sigma_z - \sigma_0 \end{bmatrix} = 0 \quad (2.11)$$

Dimana:

- σ_0 = tegangan utama yang bekerja pada sumbu (N/m^2)
- σ_x = tegangan arah sumbu x (N/m^2)
- σ_y = tegangan arah sumbu y (N/m^2)
- σ_z = tegangan arah sumbu z (N/m^2)
- σ_{xy} = tegangan arah sumbu xy (N/m^2)

σ_{xz} = tegangan arah sumbu xz (N/m²)

σ_{yz} = tegangan arah sumbu yz (N/m²)

Penggabungan tegangan-tegangan utama pada suatu elemen merupakan suatu cara untuk mengetahui nilai tegangan maksimum yang terjadi pada *node* tersebut. Salah satu cara mendapatkan tegangan gabungan adalah dengan menggunakan rumus tegangan *Von Mises* adalah sebagai berikut.

$$\sigma_e = \left(\frac{1}{2} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_4)^2] \right)^{0.5} \quad (2.12)$$

Dimana:

σ_e = tegangan maksimum (N/m²)

σ_1 = tegangan utama 1 (N/m²)

σ_2 = tegangan utama 2 (N/m²)

σ_3 = tegangan utama 3 (N/m²)

2.7.4 Tegangan *Overbend*

Menurut Guo (2005), tegangan lengkung pada *overbend* dapat dirumuskan sebagai berikut.

$$\sigma_b = \frac{E \cdot r}{R} \quad (2.13)$$

Dimana :

σ_b = tegangan *bending* (Psi)

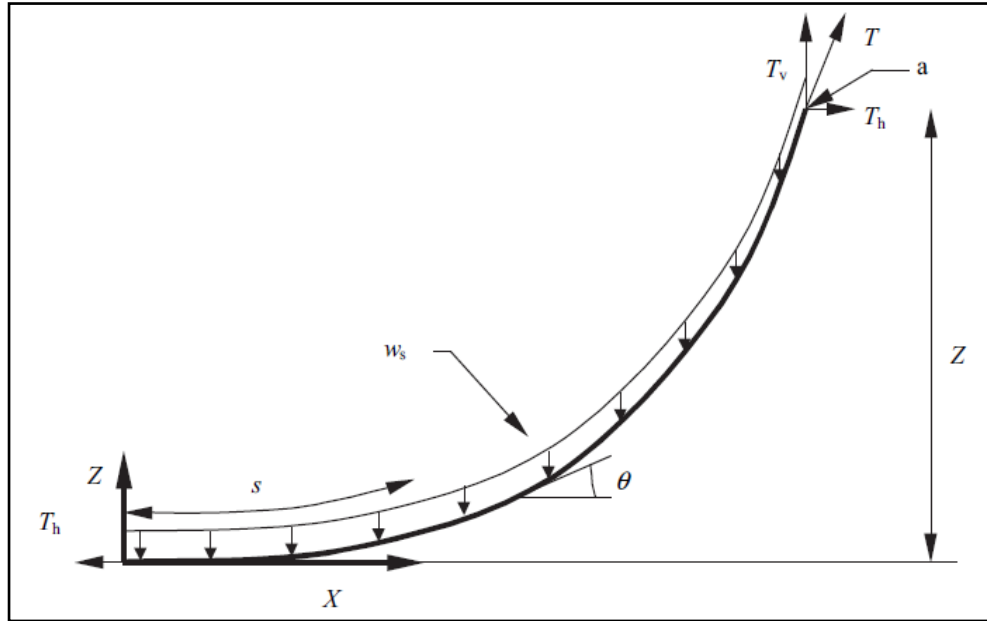
E = modulus Young (Psi)

r = jari-jari luar pipa (m)

R = *radius of curvature* (m)

2.7.5 Tegangan *Sagbend*

Sagbend yang terbentuk saat instalasi dimodelkan dengan *catenary shape model* seperti ditunjukkan gambar 2.6.



Gambar 2.8 Model *Catenary* (Bai, 2014)

Persamaan *catenary shape* pada *sagbend* dituliskan sebagai berikut.

$$z = \frac{T_h}{w_s} \left(\cosh \frac{x w_s}{T_h} - 1 \right) \quad (2.14)$$

Dimana:

- x = jarak horizontal dari *touch down point* (m)
- z = kedalaman laut (m)
- T_h = komponen gaya horizontal (N)
- w_s = berat pipa tercelup per satuan panjang (N/m)

Curvature terbesar pada saat *touch down point* dirumuskan sebagai berikut.

$$R = \frac{T_h}{w_s} \quad (2.15)$$

Hubungan *curvature* dan regangan untuk pipa dirumuskan sebagai berikut.

$$\varepsilon = \frac{r}{R} \quad (2.16)$$

Komponen gaya vertikal (T_v) sama dengan berat pipa yang tercelup.

$$T_v = w_s s \quad (2.17)$$

Dimana s adalah panjang pipa yang tercelup yang dapat dirumuskan sebagai berikut.

$$s = z \sqrt{1 + 2 \frac{T_h}{zw_s}} \quad (2.18)$$

Sudut antara pipa dan sumbu x-y adalah:

$$\tan(\theta) = \frac{T_v}{T_h} \quad (2.19)$$

Komponen horizontal (T_h) dapat dirumuskan sebagai berikut.

$$T_h = \frac{zw_s}{\tan^2 \theta} (1 + \sqrt{1 + \tan^2 \theta}) \quad (2.20)$$

2.8 Wall Thickness

2.8.1 Bursting Akibat Internal Pressure

Internal pressure merupakan tekanan yang muncul dari dalam pipa itu sendiri. Internal pressure yang melebihi batas dapat menyebabkan bursting atau pecahnya pipa akibat tekanan dari dalam pipa tersebut. Menurut API RP 1111, tekanan internal pipa tidak boleh melebihi dari yang ditentukan dalam persamaan berikut.

$$P_t \leq f d . f e . f t . P_b \quad (2.21)$$

$$P_d \leq 0.8 P_t \quad (2.22)$$

$$P_a \leq 0.9 P_t \quad (2.23)$$

$$P_b = 0.45(S + U) \ln \frac{D}{D_i} \quad (2.24)$$

dimana, P_t = Hydrostatic test pressure (psi)

P_d = Pipeline design pressure (psi)

P_a = Incidental over pressure (psi)

ft	= Faktor temperatur = 1	
fe	= Faktor weld joint = 1	
fd	= Faktor desain internal pressure = 0.9	
D	= Diameter luar pipa	(in)
Di	= Diameter dalam pipa	(in)
S	= SMYS pipa	(psi)
U	= SMTS pipa	(psi)

2.8.2 Collapse Akibat External Presure

Selain tekanan dari dalam, pipa juga akan mendapat tekanan dari luar yaitu lingkungan. Faktor lingkungan yang mempengaruhi adalah tekanan hidrostatik. Tekanan hidrostatik muncul akibat gaya tekan oleh air di sekitar pipa, sehingga, semakin pipa diletakkan, semakin besar pula tekanan hidrostatiknya. Pada kasus ini, pipa berada di kedalaman 1426 m. Jadi tekanan hidrostatik yang dialami pipa adalah sebesar 2086.22 psi.

Menurut API RP 1111, agar pipa tidak mengalami kegagalan harus memenuhi persamaan berikut.

$$fo.Pc \geq (Po - Pi) \quad (2.25)$$

$$Pc = \frac{Py.Pe}{\sqrt{Py^2 + Pe^2}} \quad (2.26)$$

$$Py = 2S(t/D) \quad (2.27)$$

$$Pe = 2E \frac{(t/D)^3}{(1-\nu^2)} \quad (2.28)$$

dimana,	fo	= Faktor collapse = 0.7	
	Pc	= Tekanan collapse pipa	(psi)
	Py	= Tekanan yield saat collapse	(psi)
	Pe	= Tekanan elastic collapse	(psi)
	Po	= Tekanan eksternal	(psi)
	Pi	= Tekanan internal	(psi)

E	= Modulus elastisitas	(psi)
S	= SMYS pipa	(psi)
D	= Diameter luar pipa	(in)
t	= Tebal pipa	(in)
v	= poisson ratio = 0.3	

2.8.3 Buckling Akibat Combined Load

Beban kombinasi dapat berupa gaya eksternal dan internal pada pipa. Bila beban melebihi batas, maka dapat terjadi buckling pada pipa. Agar tidak terjadi buckling, API RP 1111 memberikan persamaan yang harus dipenuhi. Persamaan tersebut adalah sebagai berikut.

$$\frac{\varepsilon}{\varepsilon_b} + \frac{(P_o - P_i)}{f_c P_c} \leq g(\delta) \quad (2.29)$$

$$f_c = f_0 / g(\delta) \quad (2.30)$$

$$g(\delta) = (1 + 20\delta)^{-1} \quad (2.31)$$

dimana,	ε	= Bending Strain Pipa
	ε_b	= Buckling Strain
	f_c	= Collapse Factor with Combined Load
	P_c	= Tekanan Collapse Pipa (psi)
	P_o	= Tekanan Eksternal (psi)
	P_i	= Tekanan Internal (psi)
	f_0	= Collapse Factor
	$g(\delta)$	= Collapse Reduction Factor
	δ	= Ovality

2.8.4 Propagating Buckle

Pipa yang terlalu bengkok dapat mengalami buckling. Buckling yang terjadi pada pipa bawah laut dapat mengalami perambatan di sepanjang pipa. Buckle arrestor dapat digunakan untuk mencegah hal tersebut. Berdasarkan API RP 1111, persamaan berikut digunakan untuk mengetahui tebal minimum pipa agar pipa tidak mengalami propagating buckles.

$$P_o - P_i \geq f_p \cdot P_p \quad (2.32)$$

$$P_p = 24S \left[\frac{t}{D} \right]^{2.4} \quad (2.33)$$

dimana,

Po	= Tekanan ekstrenal	(psi)
Pi	= Tekanan internal	(psi)
fp	= Faktor desain	= 0.8
S	= SMYS pipa	(psi)
t	= Tebal pipa	(in)
D	= Diameter luar pipa	(in)

2.9 Response Amplitude Operator (RAO)

Response Amplitude Operator (RAO) adalah fungsi respon struktur akibat beban gelombang yang mengenai struktur tersebut dalam frekuensi tertentu. RAO dapat disebut juga sebagai *Transfer Function* karena RAO dapat mentransfer beban luar (gelombang) dalam bentuk respon pada sebuah struktur. Menurut Chakrabarti (1987), persamaan untuk mencari RAO adalah sebagai berikut.

$$RAO(\omega) = \frac{X_p(\omega)}{\eta(\omega)} \quad (2.34)$$

$$X_p = \left(\frac{X_o}{\sqrt{((1-r^2)^2 + (2\zeta r)^2)}} \right) \cos(\omega t - a) \quad (2.35)$$

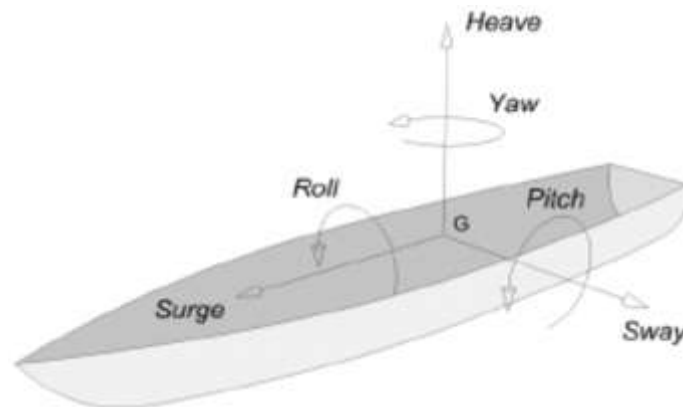
Dimana,

Xp	: Amplitudo Struktur
η	: Amplitudo Gelombang
Xo	: Fo/K
r	: ω/ωn
tanα	: 2ζr/(1-r)

Setiap struktur terapung akan mengalami gerakan osilasi. Terdapat 6 macam gerakan yang terdiri dari 3 gerakan lateral dan 3 gerakan rotasional.

- a. *Surge* = Gerak lateral terhadap sumbu x
- b. *Sway* = Gerak lateral terhadap sumbu y
- c. *Heave* = Gerak lateral terhadap sumbu z
- d. *Roll* = Gerak rotasional terhadap sumbu x
- e. *Pitch* = Gerak rotasional terhadap sumbu y
- f. *Yaw* = Gerak rotasional terhadap sumbu z

Dari 6 gerakan di atas, ada 3 gerakan yang merupakan gerakan osilasi murni yaitu *heave*, *roll*, dan *pitch*. 3 gerakan ini akan bekerja akibat gaya atau momen pengembali ketika struktur tidak dalam posisi kesetimbangannya. Sedangkan gerakan *sway*, *surge*, dan *yaw* tidak akan kembali ke posisi kesetimbangannya kecuali terdapat gaya luar yang bekerja dalam arah berlawanan. Tiap RAO mengandung angka yang mendefinisikan respon dari vessel pada salah satu derajat kebebasan dan salah satu arah gelombang dan periode (Xu, 2014).



Gambar 2.9 Enam derajat kebebasan kapal

2.10 Arah Datang Gelombang (*Heading*)

Gelombang di laut bergerak dalam semua arah. Kapal yang melaju di permukaan laut memiliki arah gerak berdasarkan arah datangnya gelombang (*heading*) *Heading* didefinisikan berdasarkan arah propagasi gelombang. sudut antara arah kapal dengan arah datangnya gelombang disebut *heading angle*

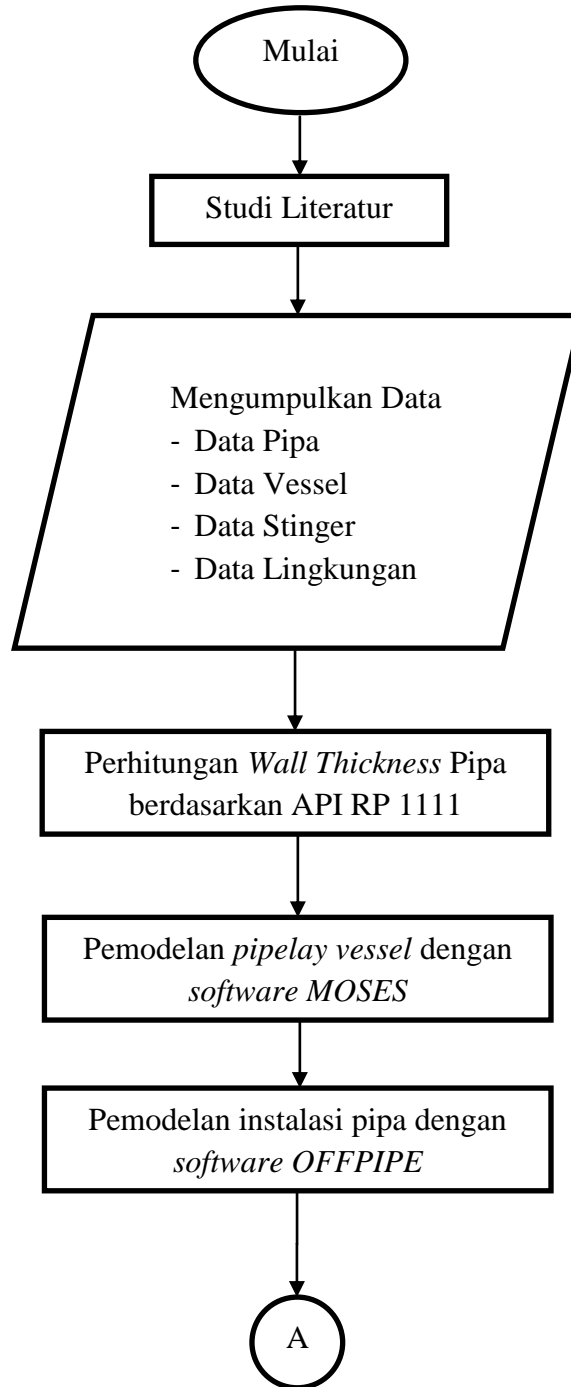
- a. 0° , arah gelombang dari belakang dan searah kapal (*following wave*)

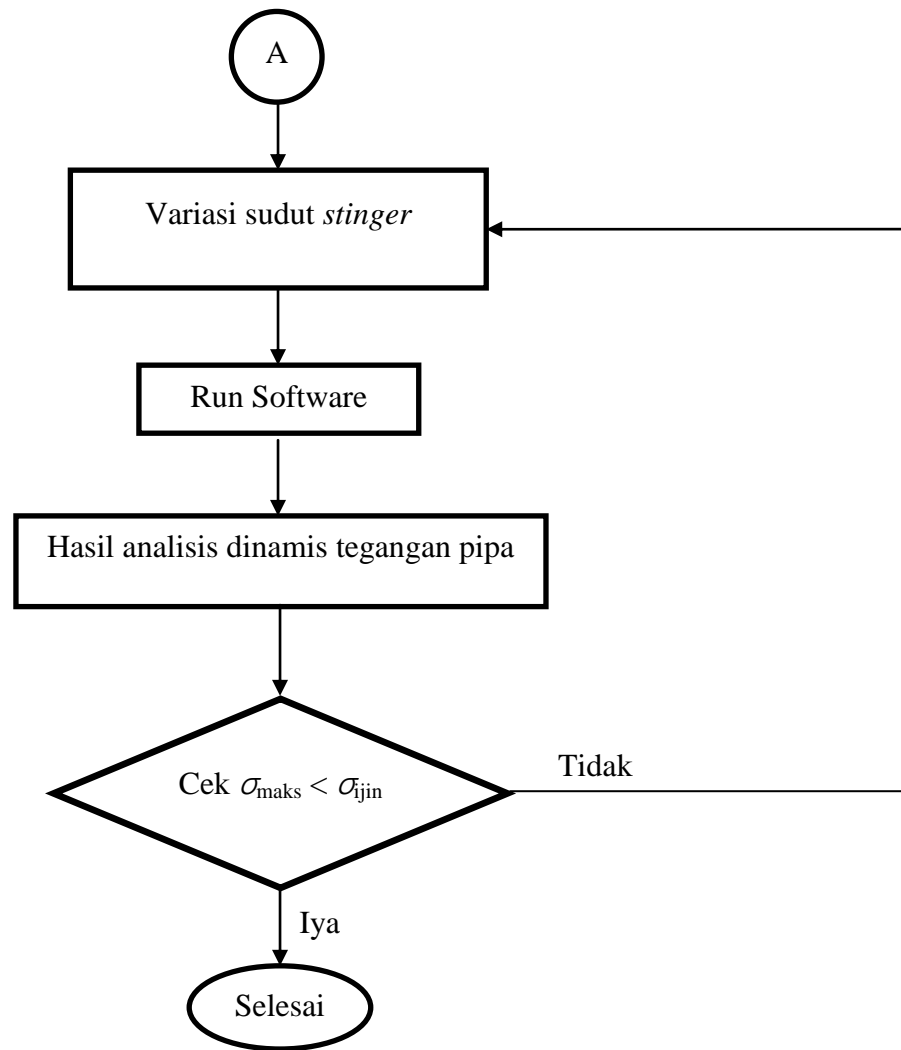
- b. 45° , arah gelombang dari arah diagonal belakang kapal (*quartening wave*)
- c. 90° , arah gelombang dari sisi samping / *starboard* kapal (*beam wave*)
- d. 135° , arah gelombang dari arah diagonal depan kapal (*quartening wave*)
- e. 180° , arah gelombang dari depan dan berlawanan kapal (*heading wave*)

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metodologi Penelitian





Gambar 3.1 *Flowchart* Metodologi Penelitian

3.2 Prosedur Pengerjaan

Berikut ini adalah penjelasan langkah-langkah pengerjaan berdasarkan *flowchart* diatas:

a. Studi literatur

Pada bab ini, penulis mencari dan mempelajari teori-teori dasar mengenai *pipeline*, instalasi *pipeline*, dan tegangan yang muncul selama instalasi.

- b. Pengumpulan data
Penulis mengumpulkan data-data yang dibutuhkan untuk melakukan analisis. Data-data tersebut meliputi data pipa, data *laybarge*, data *stinger*, dan data lingkungan.
- c. Perhitungan *wall thickness* pipa berdasarkan API RP 1111
Mencari besarnya tebal pipa minimum agar pipa tidak mengalami kegagalan seperti *buckling* dan *collapse*. Code yang digunakan sebagai acuan dalam perhitungan ini adalah API RP 1111
- d. Pemodelan *pipelay vessel* dengan *software MOSES*
Untuk analisis dinamis, *laybarge* dimodelkan dengan memasukkan data *laybarge* dan data lingkungan untuk mengetahui respon gerakan dari *laybarge* selama proses instalasi. *Output* dari *software* ini adalah *Response Amplitude Operator (RAO)*.
- e. Pemodelan instalasi pipa dengan *software OFFPIPE*
Penulis memodelkan instalasi pipa dengan menggunakan *software OFFPIPE*. Pemodelan dilakukan dengan memasukkan data-data yang dibutuhkan.
- f. Variasi sudut *stinger*
Dalam analisis, penulis memvariasikan sudut *stinger* selama proses instalasi
- g. Run software
Model instalasi pipa di running dengan beberapa variasi untuk mendapatkan hasil yang berupa tegangan di sepanjang pipa
- h. Hasil analisis statis tegangan pipa
Hasil dari analisis statis ini berupa tegangan di sepanjang pipa, mulai dari *laybarge*, *stinger*, *overbend*, *sagbend*, sampai *touchdown point* di dasar laut
- i. Mengecek hasil output software.
Hasil dari output software dicek dengan *code* DNV OS F101. Dalam DNV OS F101, pipa dikatakan berhasil apabila tegangan maksimum yang dihasilkan lebih kecil dari tegangan yang diijinkan sedangkan

pipa mengalami kegagalan apabila tegangan maksimum yang dihasilkan lebih besar dari tegangan yang diijinkan.

3.3 Pemodelan dengan *Software MOSES*

Dalam analisis dinamis, dibutuhkan data RAO dari *laybarge*. RAO merupakan representasi dari pergerakan *laybarge* yang memiliki 6 derajat kebebasan (*sway, surge, pitch, roll, heave, yaw*). *Software MOSES* digunakan untuk memodelkan sebuah struktur terapung seperti kapal. *MOSES* akan menghasilkan RAO dari struktur yang dimodelkan. Beberapa data yang dibutuhkan dalam *software MOSES* untuk analisis RAO adalah:

- a. Tinggi gelombang signifikan H_s
- b. Mean zero crossing period T_s
- c. Tinggi gelombang maksimal H_{max}
- d. periode puncak T_p

3.4 Pemodelan dengan *Software OFFPIPE*

3.4.1 *Software OFFPIPE*

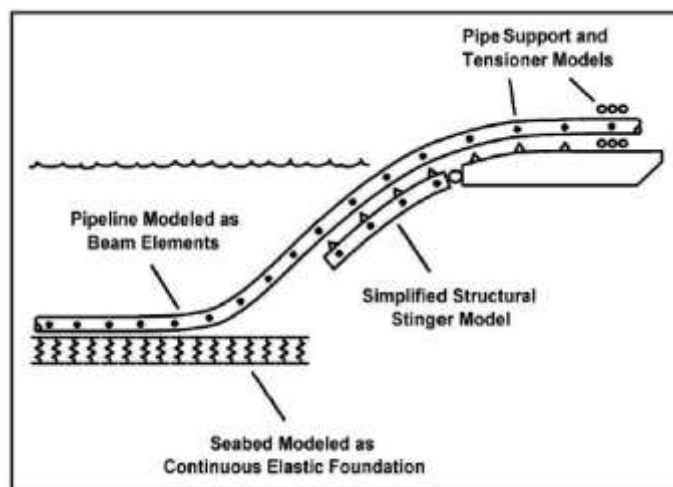
OFFPIPE merupakan sebuah program pemodelan dan analisis pipa bawah laut, mulai dari instalasi sampai operasi. Dalam melakukan analisis, *software* ini menggunakan dasar-dasar teori metode elemen hingga (*finite element method*). Ada beberapa macam analisis yang dapat dilakukan *software* ini, antara lain:

- a. Analisis statis dan dinamis pada proses instalasi *pipeline* (S-Lay dan J-Lay)
- b. Menghitung tegangan-tegangan yang dihasilkan di sepanjang pipa, panjang *span*, dan defleksi selama instalasi
- c. Analisis statis untuk *davit-lift* pada proses instalasi *riser* dan *subsea tie-in*.

3.4.2 Pemodelan Sistem *Pipelaying*

Pemodelan yang dilakukan untuk sebuah system *pipelaying* menggunakan metode elemen hingga. Beberapa elemen yang dimodelkan *software* ini adalah:

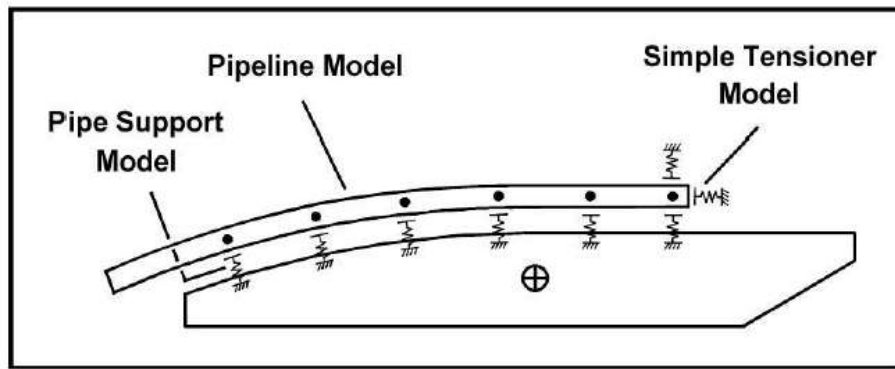
- a. *Laybarge* konvensional dan *semisubmersible*
- b. *Laybarge* dengan *J-Lay tower*
- c. *Stinger* (*articulated, fixed, rigid*)
- d. Instalasi tanpa menggunakan *stinger*



Gambar 3.2 Pemodelan Instalasi (OFFPIPE User Guide, 1996)

3.4.3 Pemodelan *Laybarge*

Pemodelan *laybarge* dimodelkan dengan struktur kaku. Pemodelan dapat dilakukan dengan 2 kondisi, yaitu statis dan dinamis. Dalam analisis statis, posisi *laybarge* ditentukan oleh *barge offsets*, sudut *rim*, dan *heading* yang ditetapkan oleh penulis. Pada analisis dinami, *OFFPIPE* memodelkan 6 derajat kebebasan (*DOF*) pada *laybarge*. Gerakan dari *laybarge* tersebut akan ditentukan oleh kondisi gelombang dan *response amplitude operator (RAO)*.

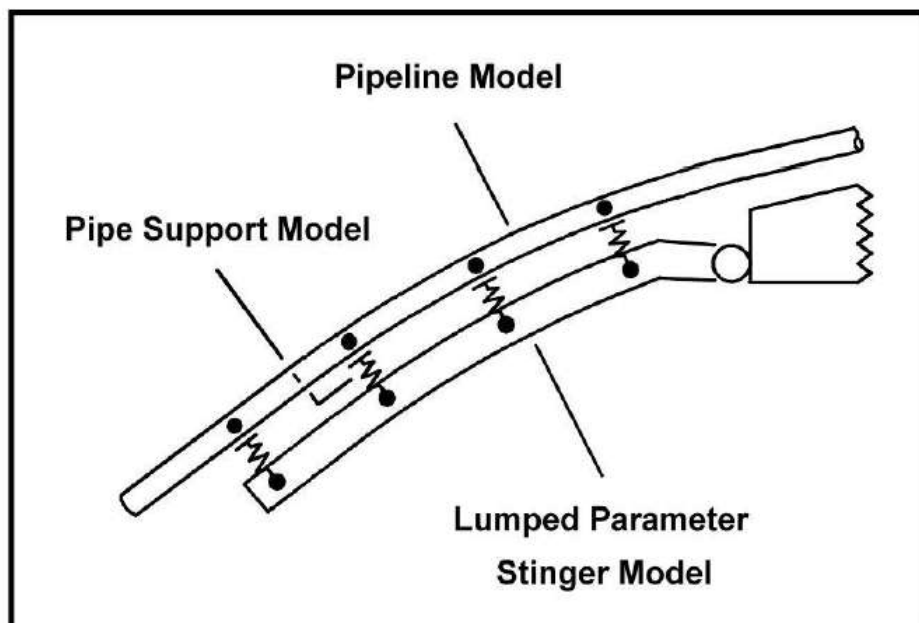


Gambar 3.3 Pemodelan *Laybarge* (OFFPIPE User Guide, 1996)

3.4.4 Pemodelan *Stinger*

Dalam *OFFPIPE*, *stinger* dapat dimodelkan dengan 3 macam model tergantung kebutuhan, antara lain:

- a. *fixed stern ramp*
- b. *conventional stinger*
- c. *fixed curvature stinger*
- d. *articulated stinger*



Gambar 3.4 Pemodelan *Stinger* (OFFPIPE User Guide, 1996)

3.4.5 Analisis Dinamis untuk Menghitung Tegangan Selama Instalasi

Pemodelan sistem instalasi dilakukan dengan memasukkan data-data yang dibutuhkan, seperti data pipa yang meliputi diameter luar, tebal pipa, jenis material, *coating*, dan sebagainya. Selanjutnya adalah memasukkan data *laybarge* yang berisi dimensi, jumlah *roller* dan *tensioner* pada *laybarge*. Lalu, memasukkan data *stinger* yang terdiri dari panjang *stinger*, *radius of curvature*, jumlah *tensioner* dan *roller* serta jenis *stinger*. Terakhir, memasukkan data-data lingkungan, seperti tinggi dan periode gelombang, jenis spektra gelombang, dan nilai RAO.

(Halaman ini Sengaja Dikosongkan)

BAB IV

ANALISA DAN PEMBAHASAN

4.1. Data Pipa

Tabel 4.1 Data Pipa

DESKRIPSI	NILAI	SATUAN
Steel Grade	API 5L X65 PSL2	-
SMYS / SMTS	450 / 535	MPa
Steel Density	7850	kg/m ³
Modulus of Elasticity	207000	MPa
Poisson's Ratio	0.3	-
Outer Diameter	14	inci

4.2 Data Vessel

Tabel 4.2 Data Vessel

DESKRIPSI	NILAI	SATUAN
Length	162.3	m
Breath	37.8	m
Height	16.1	m
Draft	6.6	m
Freeboard	2.8	m
Jumlah Roller	7	-
Jumlah Tensioner	4	-
Kapasitas 1 Tensioner	125 (nominal) / 160 (maks)	MT

4.3 Data Stinger

Tabel 4.3 Data Stinger

PARAMETER		NILAI	SATUAN
Jenis Stinger		Fixed Geometry - 3 Sections	-
Jumlah Roller	Section 1	5	-
	Section 2	2	
	Section 3	2	
Koordinat Hitch Point		X=0.46 , Y=-1.4	m

4.4 Data Desain Pipa

Tabel 4.4 Data Desain Pipa

DESKRIPSI	NILAI	SATUAN
Design Pressure	24.1	MPa
MAOP	24.1	MPa
Hydrotest Pressure	1.25 x MAOP	MPa
Design Temperature (Max/Min)	65 / -10	°C
Berat Jenis Fluida (Max/Min)	213 / 31	kg/m ³

4.5 Perhitungan Tebal Pipa Berdasarkan API RP 1111

4.5.1 Perhitungan Bursting akibat Internal Pressure

Internal pressure merupakan tekanan yang muncul dari dalam pipa itu sendiri. Internal pressure yang melebihi batas dapat menyebabkan bursting atau pecahnya pipa akibat tekanan dari dalam pipa tersebut. Menurut API RP 1111, tekanan internal pipa tidak boleh melebihi dari yang ditentukan dalam persamaan berikut.

$$P_t \leq f_d . f_e . f_t . P_b \quad (4.1)$$

$$P_d \leq 0.8 P_t \quad (4.2)$$

$$Pa \leq 0.9 Pt \quad (4.3)$$

$$Pb = 0.45(S + U) \ln \frac{D}{Di} \quad (4.4)$$

dimana,	Pt	= Hydrostatic test pressure	(psi)
	Pd	= Pipeline design pressure	(psi)
	Pa	= Incidental over pressure	(psi)
	ft	= Faktor temperatur	= 1
	fe	= Faktor weld joint	= 1
	fd	= Faktor desain internal pressure	= 0.9
	D	= Diameter luar pipa	(in)
	Di	= Diameter dalam pipa	(in)
	S	= SMYS pipa	(psi)
	U	= SMTS pipa	(psi)

Dari persamaan di atas, tebal pipa minimum yang memenuhi adalah sebesar **0.512 inci** atau **13.005 mm** agar pipa tidak mengalami kegagalan. Jika menggunakan NPS, maka tebal pipa yang digunakan adalah **0.563 inci** atau **14.3 mm**.

4.5.2 Perhitungan Collapse akibat Tekanan Eksternal

Selain tekanan dari dalam, pipa juga akan mendapat tekanan dari luar yaitu lingkungan. Faktor lingkungan yang mempengaruhi adalah tekanan hidrostatik. Tekanan hidrostatik muncul akibat gaya tekan oleh air di sekitar pipa, sehingga, semakin pipa diletakkan, semakin besar pula tekanan hidrostatiknya. Pada kasus ini, pipa berada di kedalaman 1426 m. Jadi tekanan hidrostatik yang dialami pipa adalah sebesar 2086.22 psi.

Menurut API RP 1111, agar pipa tidak mengalami kegagalan harus memenuhi persamaan berikut.

$$f_o.P_c \geq (P_o - P_i) \quad (4.5)$$

$$P_c = \frac{P_y.P_e}{\sqrt{P_y^2 + P_e^2}} \quad (4.6)$$

$$P_y = 2S(t/D) \quad (4.7)$$

$$P_e = 2E \frac{(t/D)^3}{(1-\nu^2)} \quad (4.8)$$

dimana,	f_o	= Faktor collapse = 0.7
	P_c	= Tekanan collapse pipa (psi)
	P_y	= Tekanan yield saat collapse (psi)
	P_e	= Tekanan elastic collapse (psi)
	P_o	= Tekanan eksternal (psi)
	P_i	= Tekanan internal (psi)
	E	= Modulus elastisitas (psi)
	S	= SMYS pipa (psi)
	D	= Diameter luar pipa (in)
	t	= Tebal pipa (in)
	ν	= poisson ratio = 0.3

Dari persamaan di atas, tebal pipa minimum yang memenuhi agar pipa tidak mengalami kegagalan adalah **0.537 inci** atau **13.636 mm**. Jika menggunakan NPS, maka tebal pipa yang digunakan adalah **0.563 inci** atau **14.3 mm**.

4.5.3 Perhitungan Buckling Akibat Beban Kombinasi

Beban kombinasi dapat berupa gaya eksternal dan internal pada pipa. Bila beban melebihi batas, maka dapat terjadi buckling pada pipa. Agar tidak terjadi buckling, API RP 1111 memberikan persamaan yang harus dipenuhi. Persamaan tersebut adalah sebagai berikut.

$$\frac{\varepsilon}{\varepsilon_b} + \frac{(P_o - P_i)}{f_c P_c} \leq g(\delta) \quad (4.9)$$

$$f_c = f_0 / g(\delta) \quad (4.10)$$

$$g(\delta) = (1 + 20\delta)^{-1} \quad (4.11)$$

dimana,	ε	= Bending Strain Pipa	
	ε_b	= Buckling Strain	
	f_c	= Collapse Factor with Combined Load	
	P_c	= Tekanan Collapse Pipa	(psi)
	P_o	= Tekanan Eksternal	(psi)
	P_i	= Tekanan Internal	(psi)
	f_0	= Collapse Factor	
	$g(\delta)$	= Collapse Reduction Factor	
	δ	= Ovality	

Dari persamaan di atas, tebal pipa minimum yang memenuhi agar pipa tidak mengalami kegagalan adalah **0.816 inci** atau **20.737 mm**. Jika menggunakan NPS, maka tebal pipa yang digunakan adalah **0.875 inci** atau **22.2 mm**.

4.5.4 Perhitungan Propagating Buckles

Pipa yang terlalu bengkok dapat mengalami buckling. Buckling yang terjadi pada pipa bawah laut dapat mengalami perambatan di sepanjang pipa. Buckle arrestor dapat digunakan untuk mencegah hal tersebut. Berdasarkan API RP 1111, persamaan berikut digunakan untuk mengetahui tebal minimum pipa agar pipa tidak mengalami propagating buckles.

$$P_o - P_i \geq f_p \cdot P_p \quad (4.12)$$

$$P_p = 24S \left[\frac{t}{D} \right]^{2.4} \quad (4.13)$$

dimana,

P_o = Tekanan ekstrenal (psi)

P_i = Tekanan internal (psi)

f_p = Faktor desain = 0.8

S = SMYS pipa (psi)

t = Tebal pipa (in)

D = Diameter luar pipa (in)

Dari persamaan di atas, tebal pipa minimum agar pipa tidak mengalami propagation buckling adalah **0.975 inci** atau **24.771 mm**. Jika menggunakan NPS, maka tebal pipa yang digunakan adalah **1 inci** atau **25.4 mm**.

4.5.5 Tebal Pipa Minimum

Dari perhitungan di atas, akan didapatkan tebal pipa nominal. Selanjutnya tebal pipa dipilih dari tabel NPS (*Nominal Pipe Size*) berikut ini.

Tabel 4.5 Tabel NPS

in	mm	in	mm
0.250	6.350	0.689	17.500
0.281	7.137	0.752	19.100
0.312	7.925	0.811	20.600
0.344	8.738	0.874	22.200
0.375	9.525	0.937	23.800
0.438	11.125	1.000	25.400
0.500	12.700	1.063	27.000
0.563	14.300	1.126	28.600
0.626	15.900	1.252	31.800

Dari tabel NPS, tebal pipa minimum agar pipa tidak mengalami kegagalan saat kondisi operasi adalah ditunjukkan dalam Tabel 4.5 sebagai berikut.

Tabel 4.6 Tebal Pipa Minimum

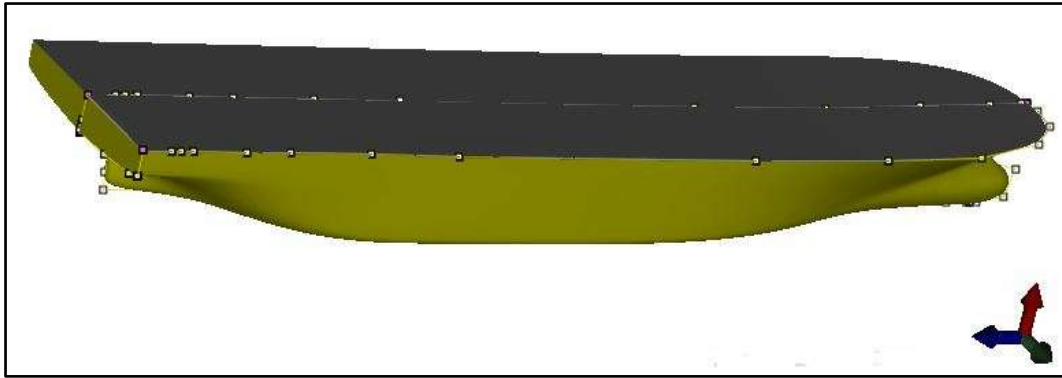
KEGAGALAN	TEBAL PIPA NOMINAL	TEBAL PIPA NPS	SATUAN
Bursting akibat Internal Pressure	0.512	0.563	in
	13.005	14.3	mm
Collapse akibat Eksternal Pressure	0.537	0.563	in
	13.636	14.3	mm
Buckling akibat Combined Load	0.8164	0.875	in
	20.737	22.2	mm
Propagating Buckle	0.975	1	in
	24.771	25.4	mm

Dari tabel 4.5, tebal pipa yang digunakan dipilih yang terbesar diantara semuanya, yaitu desain tebal pipa akibat kegagalan buckling akibat combined load yaitu 0.875 inci atau 22.2 mm.

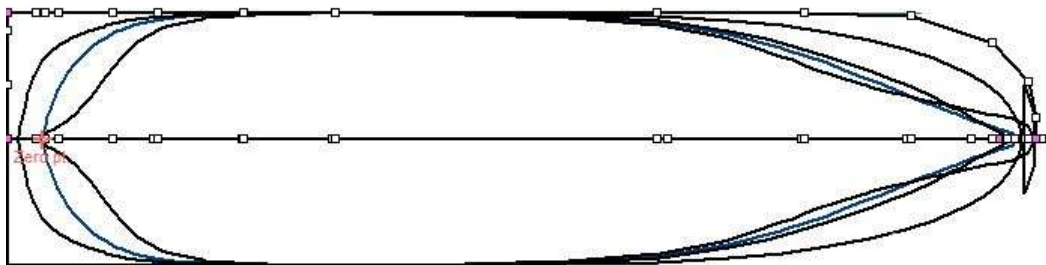
4.6 Pemodelan Vessel

4.6.1 Model Vessel

Pada analisis ini, lay vessel harus terlebih dahulu dimodelkan. Tujuannya adalah untuk mengetahui respon gerakan dari vessel yang akan berpengaruh selama proses instalasi. Selain itu, pada analisis ini juga dapat diketahui stabilitas dari vessel akibat beban dari pipa itu sendiri selama instalasi. Pemodelan vessel dilakukan dengan menggunakan software Moses Modeler. Dimensi model vessel menggunakan dimensi dari Global 1201 Pipelay Vessel milik PT Technip. Setelah itu, nilai RAO dari vessel ini akan didapatkan dan akan digunakan dalam analisis instalasi.



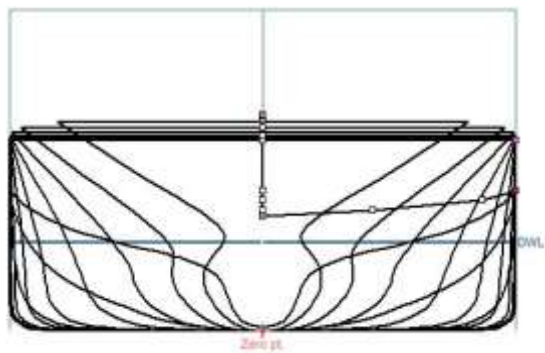
Gambar 4.1 Model Vessel 3D



Gambar 4.2 Model Vessel Tampak Atas



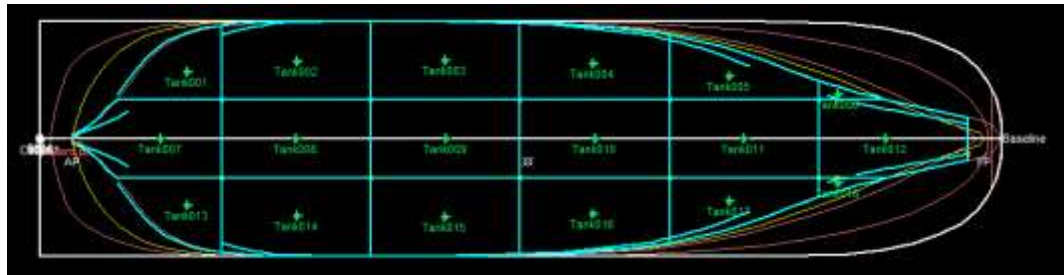
Gambar 4.3 Model Vessel Tampak Samping



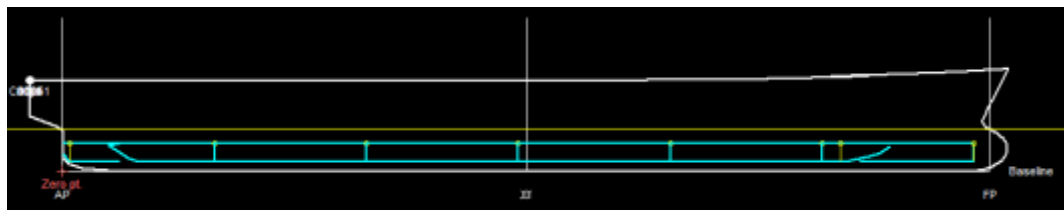
Gambar 4.4 Model Vessel Tampak Depan

4.6.2 Model Ballast Tank

Pemodelan ballast tank dibagi menjadi 3 potongan memanjang dan 6 potongan melintang sehingga ballast tank terdiri dari total 18 bagian. Posisi ballast tank berada pada 1.5 m dari dasar badan kapal. Total volume ballast tank adalah 11000 m³.



Gambar 4.5 Model Ballast Tank Tampak Atas



Gambar 4.6 Model Ballast Tank Tampak Samping

Dengan menghitung berat pipa, dapat diketahui volume dari air laut di dalam ballast tank yang dibutuhkan agar kapal mencapai posisi stabil atau even keel. Pada Tabel 4.4 dapat diamati persentase volume yang diisi dari setiap ballast tank

Tabel 4.7 Massa dan Volume Ballast Tank

Item	Quantity	Unit Mass (Ton)	Total Mass (Ton)	Unit Volume (m3)	Total Volume (m3)
Tank001	50%	300.404	150.202	293.077	146.538
Tank002	50%	833.25	416.625	812.927	406.464
Tank003	50%	843.887	421.943	823.304	411.652
Tank004	50%	777.895	388.947	758.922	379.461
Tank005	50%	442.756	221.378	431.957	215.979
Tank006	50%	28.34	14.17	27.649	13.825
Tank007	88%	681.836	598.844	665.206	584.238
Tank008	35%	850.53	294.86	829.786	287.669

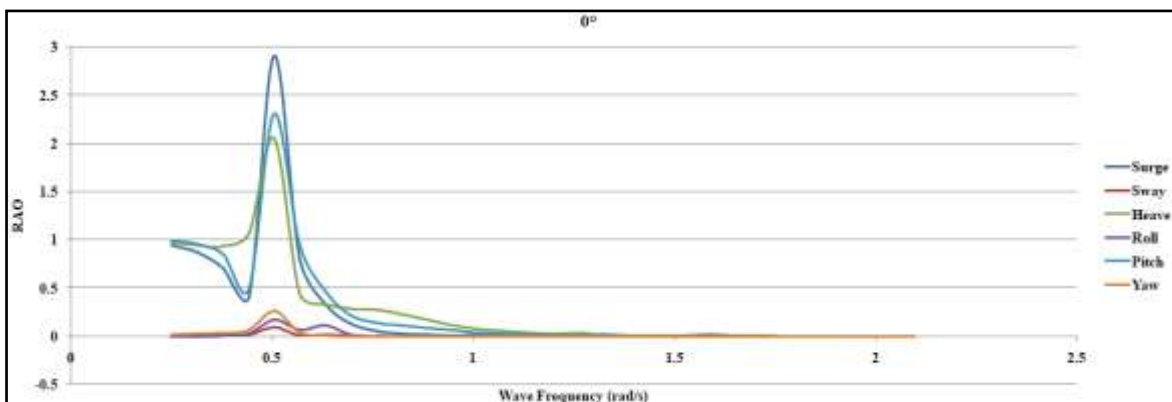
Item	Quantity	Unit Mass (Ton)	Total Mass (Ton)	Unit Volume (m3)	Total Volume (m3)
Tank010	34.48%	850.53	293.286	829.786	286.132
Tank011	52%	850.53	443.64	829.785	432.82
Tank012	42%	707.061	297.34	689.815	290.088
Tank013	50%	300.404	150.202	293.077	146.538
Tank014	50%	833.25	416.625	812.927	406.464
Tank015	50%	843.887	421.943	823.304	411.652
Tank016	50%	777.895	388.947	758.922	379.461
Tank017	50%	442.756	221.378	431.957	215.979
Tank018	50%	28.34	14.17	27.649	13.825
Total		11244.08	5214.352	10969.836	5087.177

4.6.3 Response Amplitude Operator (RAO)

Response Amplitudo Operator (RAO) atau disebut juga dengan *Transfer Function* merupakan fungsi respon gerakan dinamis struktur yang disebabkan akibat gelombang dengan rentang frekuensi tertentu. RAO merupakan alat untuk mentransfer gaya gelombang menjadi respon struktur. Analisis RAO membutuhkan data lingkungan seperti tipe gelombang, tinggi gelombang signifikan (H_s), tinggi gelombang maksimal (H_{max}), zero crossing period (T_s), dan periode puncak (T_p).

Dari pemodelan vessel serta data lingkungan di atas, didapatkan nilai RAO pada heading 0° , 45° , 90° , 135° , dan 180° .

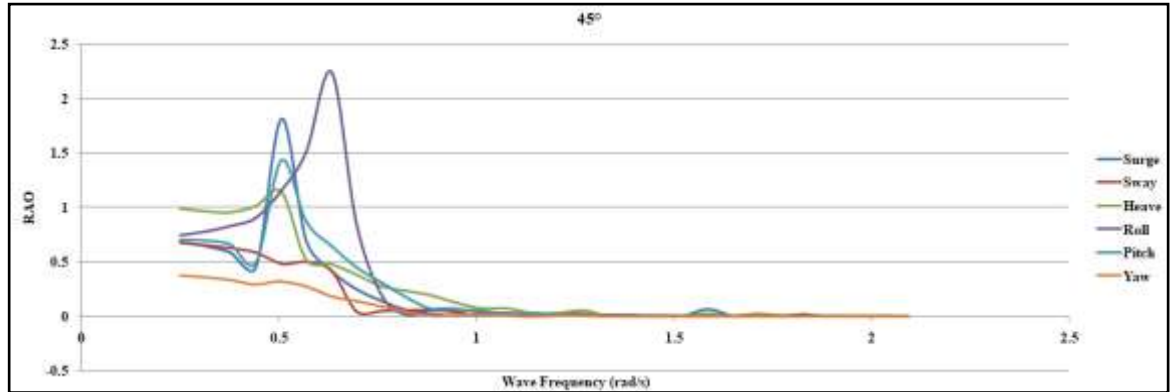
a. Nilai RAO pada heading 0°



Gambar 4.7 RAO heading 0°

Pada gambar 4.7 dapat dilihat bahwa gerakan surge memiliki nilai RAO tertinggi pada frekuensi gelombang 0.506 rad/s, yaitu sebesar 2.909. Sehingga gerakan dominan pada heading 0° adalah surge.

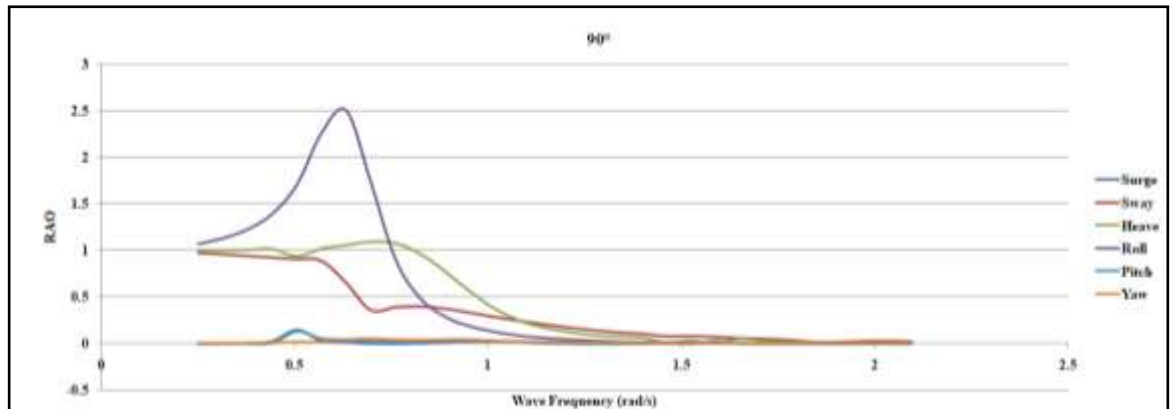
b. Nilai RAO pada heading 45°



Gambar 4.8 RAO heading 45°

Pada gambar 4.8 dapat dilihat bahwa gerakan roll memiliki nilai RAO tertinggi pada frekuensi gelombang 0.633 rad/s, yaitu sebesar 2.245. Sehingga gerakan dominan pada heading 45° adalah roll.

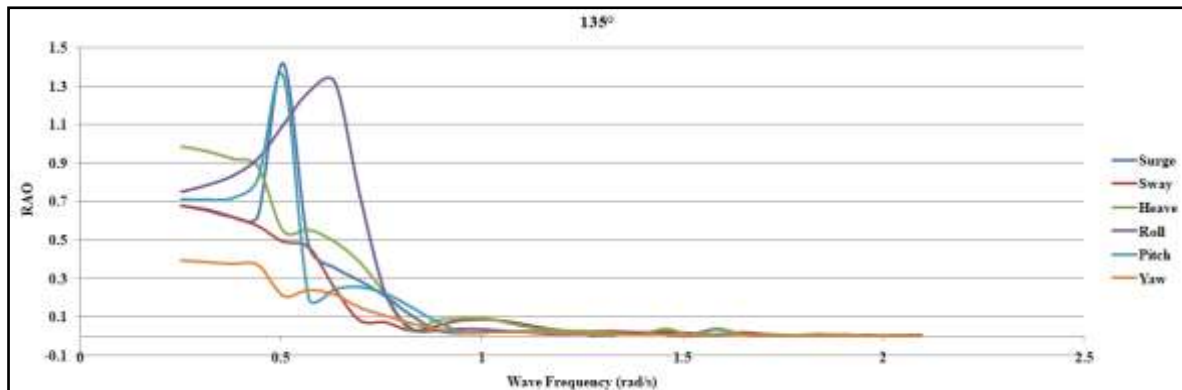
c. Nilai RAO pada heading 90°



Gambar 4.9 RAO heading 90°

Pada gambar 4.9 dapat dilihat bahwa gerakan roll memiliki nilai RAO tertinggi pada frekuensi gelombang 0.633 rad/s, yaitu sebesar 2.501. Sehingga gerakan dominan pada heading 90° adalah roll.

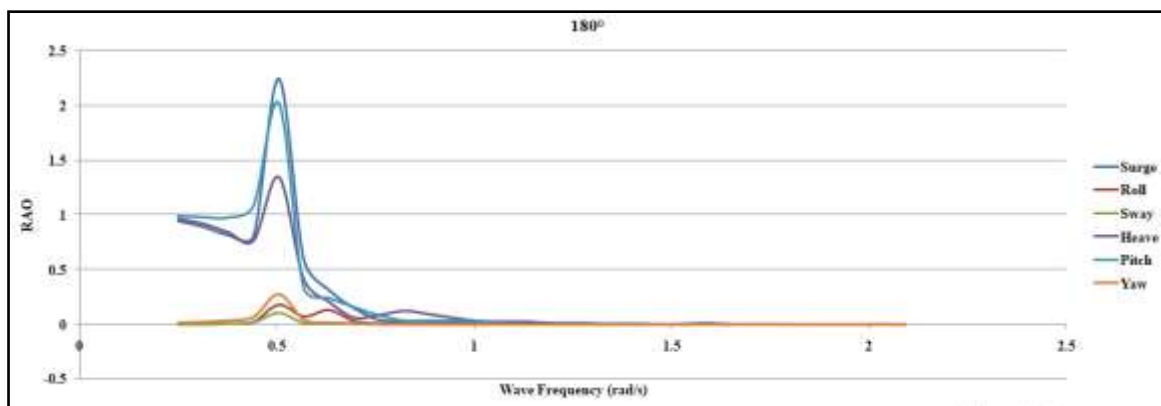
d. Nilai RAO pada heading 135°



Gambar 4.10 RAO heading 135°

Pada gambar 4.10 dapat dilihat bahwa gerakan surge memiliki nilai RAO tertinggi pada frekuensi gelombang 0.506 rad/s, yaitu sebesar 1.419. Sehingga gerakan dominan pada heading 135° adalah surge.

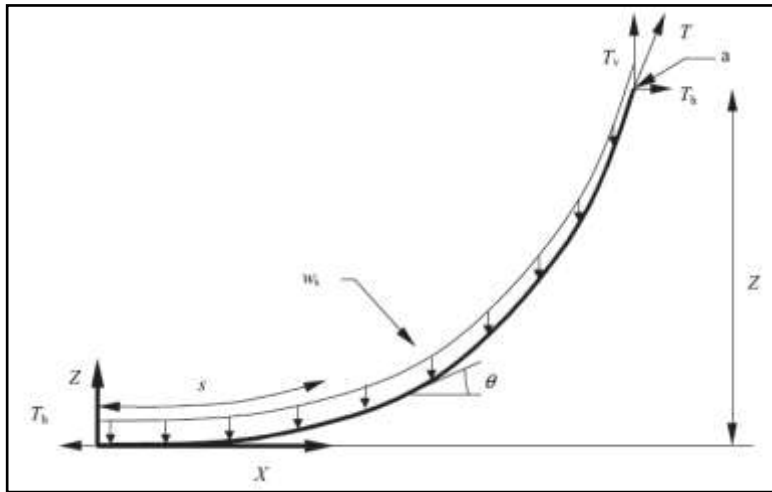
e. Nilai RAO pada heading 180°



Gambar 4.11 RAO heading 180°

Pada gambar 4.11 dapat dilihat bahwa gerakan surge memiliki nilai RAO tertinggi pada frekuensi gelombang 0.506 rad/s, yaitu sebesar 2.25. Sehingga gerakan dominan pada heading 180° adalah surge.

4.7 Perhitungan Catenary



Gambar 4.12 Model Catenary (Bai, 2014)

Perhitungan catenary dibutuhkan dalam analisis ini untuk menghitung besarnya tension yang dibutuhkan dalam proses instalasi. Hasil dari perhitungan ini dapat digunakan sebagai pembanding atau validasi dari hasil yang didapatkan dengan menggunakan software.

Berat Pipa per meter (W) :

Berat pipa dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut

$$W = \rho_{\text{baja}} \cdot g \cdot V_{\text{pipa}} \quad (4.14)$$

$$V_{\text{pipa}} = \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot (OD-ID) \quad (4.15)$$

dengan, ρ_{baja} : massa jenis baja (kg/m^3)

g : gravitasi (m/s^2)

V_{pipa} : volume pipa kosong (m^3)

OD : Diameter luar pipa (m)

ID : Diameter dalam pipa (m)

Dari rumus di atas, didapatkan berat pipa per meter (W) adalah **1789.53 N/m**.

Gaya Buoyancy Pipa per meter (F) :

$$F = \rho_{\text{air laut}} \cdot g \cdot V_{\text{celup}} \quad (4.16)$$

$$V_{\text{celup}} = \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot OD \quad (4.17)$$

dengan, $\rho_{\text{air laut}}$: massa jenis air laut (kg/m^3)

g : gravitasi (m/s^2)

V_{celup} : volume pipa tercelup (m^3)

OD : diameter luar pipa (m)

Sehingga didapatkan besarnya gaya buoyancy (F) sebesar **998.02 N/m**

Berat Pipa Tercelup per meter (Ws) :

Berat pipa tercelup bisa didapatkan dengan mengurangi berat pipa kosong dengan gaya buoyancy

$$W_s = W - F \quad (4.18)$$

$$W_s = \mathbf{791.51 \text{ N/m}}$$

Besar Radius of Curvature (R) :

Menurut Mousselli (1981), besar radius of curvature dari pipa dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut:

$$R = \frac{E \cdot D}{2 \cdot \sigma \cdot DF} \quad (4.19)$$

dengan, E = Modulus Elastisitas = 207000 (MPa)

D = Diameter Luar (m)

σ = SMYS Pipa (MPa)

DF = Design Factor = 0.85

Dari rumus di atas, didapatkan besarnya radius of curvature pipa (R) adalah **96.217 m**.

Gaya Horizontal (T_H) :

Dalam bukunya, Bai (2014) menghitung gaya horizontal dengan menggunakan persamaan sebagai berikut

$$T_H = W_s \cdot R \quad (4.20)$$

dengan, W_s : berat pipa tercelup per meter (N/m)

R : radius of curvature (m)

Sehingga besar dari gaya horizontal (T_H) adalah sebesar 76157 N atau **76.157 kN**

Panjang Pipa Tercelup (s) :

Bai (2014) dalam buku yang sama juga memberikan persamaan untuk mencari panjang pipa yang tercelup, yaitu :

$$s = z \sqrt{1 + 2 \frac{T_H}{z \cdot W_s}} \quad (4.21)$$

dengan, z : kedalaman laut (m)

T_H : gaya horizontal (N)

W_s : berat pipa tercelup per meter (N/m)

dari persamaan di atas, didapatkan panjang pipa tercelup (s) pada kedalaman 1426 m adalah **1519.17 m**

Gaya Vertikal (T_v) :

Persamaan untuk mencari gaya vertikal menurut Bai (2014) adalah sebagai berikut

$$T_v = W_s \cdot s \quad (4.22)$$

dengan, W_s : berat pipa tercelup per meter (N/m)

s : panjang pipa tercelup (m)

sehingga didapatkan besarnya gaya vertical sebesar 1202444 N atau **1202.44 kN**

Gaya Tension (T) :

Besarnya tension yang dibutuhkan dalam instalasi dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut

$$T = \sqrt{T_V^2 + T_H^2}$$

$$T = \mathbf{1204.85 \text{ kN}}$$

4.8 Analisis Dinamis Tegangan Pipa dengan Variasi Sudut Stinger

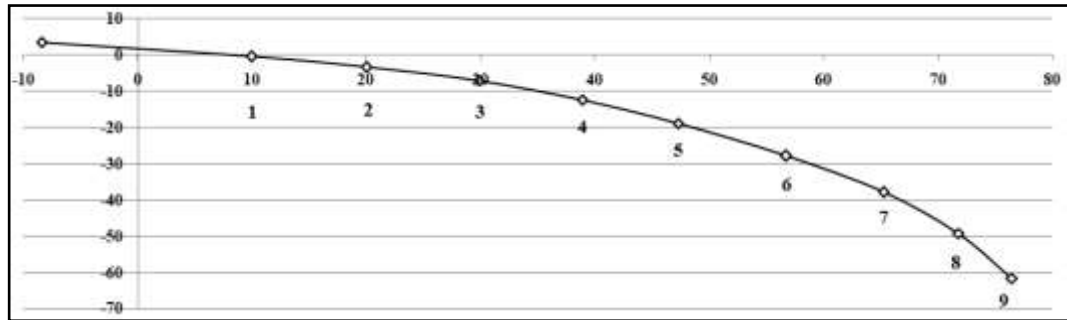
Analisis ini dilakukan dengan menggunakan software OFFPIPE. Analisis dinamis berarti selama proses instalasi berlangsung, beban dari lingkungan seperti gelombang diperhitungkan. Beban lingkungan ini akan mempengaruhi pergerakan dari vessel yang akan berpengaruh selama proses instalasi. Dalam analisis ini, besarnya tegangan pipa selama instalasi akan didapatkan. Tegangan pipa tidak boleh melebihi tegangan ijinnya agar pipa tidak mengalami kegagalan. Pada kasus ini, diameter pipa adalah 14 inci dengan kedalaman 1426 m.

Variabel yang divariasikan dalam analisis ini adalah sudut stinger. Stinger yang digunakan merupakan articulated stinger yang terdiri dari 3 bagian (section). Sudut untuk setiap section dari stinger ini yang akan divariasikan. Variasi dilakukan berdasarkan *radius of curvature* dari pipa.

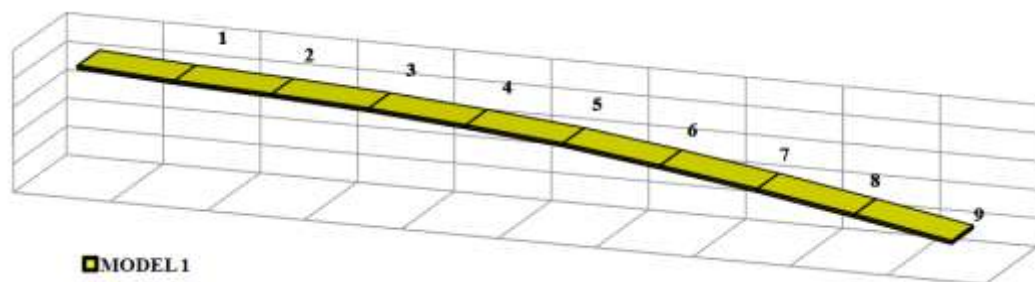
4.8.1 Model 1

Pada model ini, variabel yang divariasikan adalah sudut stinger.

- Section 1 = 20°
- Section 2 = 30°
- Section 3 = 45°



Gambar 4.13 Konfigurasi Stinger 2D Model 1



Gambar 4.14 Konfigurasi Stinger 3D Model 1

Gambar 4.13 dan 4.14 merupakan konfigurasi dari stinger untuk model 1. Section 1 meliputi roller 1 sampai 5. Section 2 meliputi roller 6 dan 7 sedangkan section 3 meliputi roller 8 dan 9.

Tabel 4.8 Tegangan Pipa pada Roller Model 1

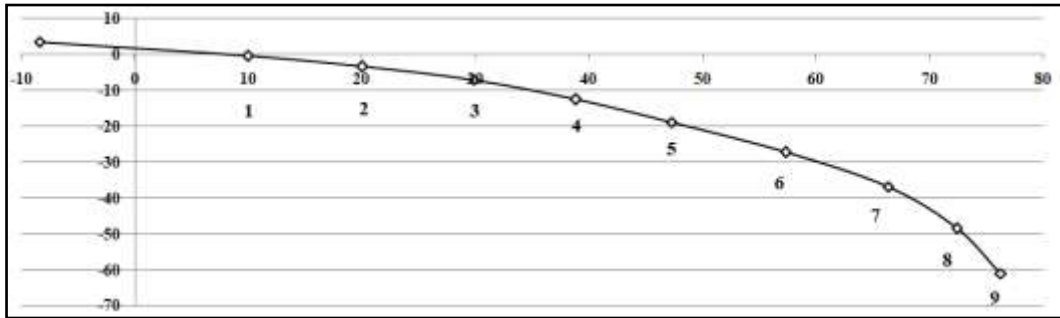
Roller	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tegangan (MPa)	145.25	246.56	840.58	331.58	499	245.81	713.42	353.59	1162.39

Dari hasil analisis, didapatkan tegangan pipa maksimum sebesar 1162.39 MPa yang terjadi di roller 9 pada stinger. Hal ini dapat disebabkan akibat tidak adanya penopang yang cukup bagi pipa setelah roller 9, sehingga pipa akan melengkung secara drastis setelah roller 9.

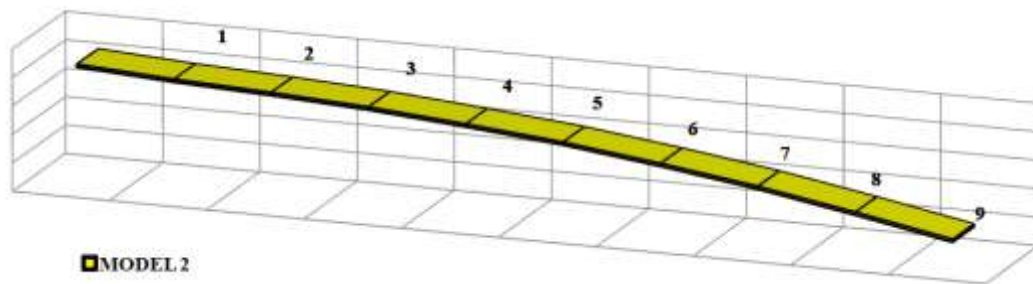
4.8.2 Model 2

Pada model ini, variabel yang divariasikan adalah sudut stinger.

- Section 1 = 20°
- Section 2 = 30°
- Section 3 = 55°



Gambar 4.15 Konfigurasi Stinger 2D Model 2



Gambar 4.16 Konfigurasi Stinger 3D Model 2

Gambar 4.15 dan 4.16 merupakan konfigurasi dari stinger untuk model 2. Section 1 meliputi roller 1 sampai 5. Section 2 meliputi roller 6 dan 7 sedangkan section 3 meliputi roller 8 dan 9.

Tabel 4.9 Tegangan Pipa pada Roller Model 2

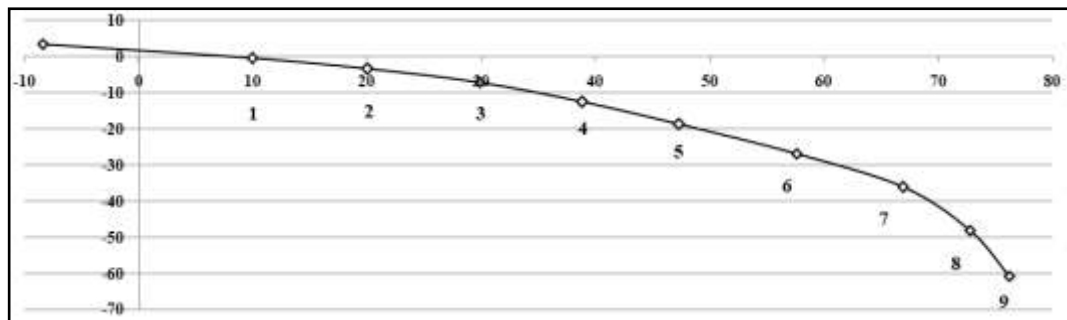
Roller	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tegangan (Mpa)	136.01	255.45	887.56	283.8	247.49	258.8	1122.37	386.74	939.98

Dari hasil analisis, didapatkan tegangan pipa maksimum sebesar 1122.37 MPa yang terjadi di roller 7 pada stinger. Tegangan maksimum terjadi pada roller 7 diakibatkan oleh sudut stinger pada section 3 yang terlalu tinggi, sehingga pipa mengalami kelengkungan yang cukup signifikan.

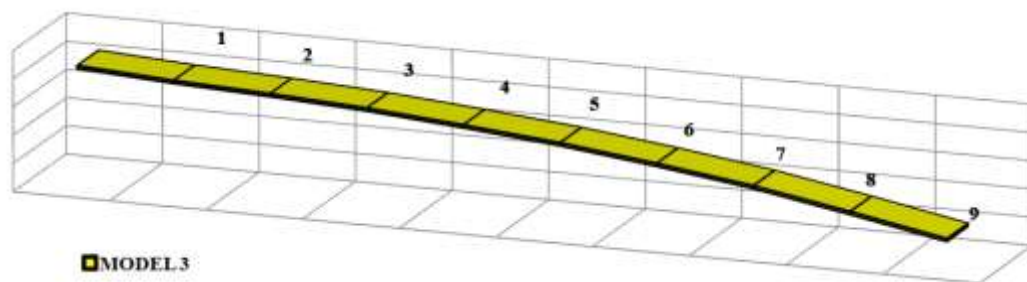
4.8.3 Model 3

Pada model ini, variabel yang divariasikan adalah sudut stinger.

- Section 1 = 20°
- Section 2 = 30°
- Section 3 = 60°



Gambar 4.17 Konfigurasi Stinger 2D Model 3



Gambar 4.18 Konfigurasi Stinger 3D Model 3

Gambar 4.17 dan 4.18 merupakan konfigurasi dari stinger untuk model 3. Section 1 meliputi roller 1 sampai 5. Section 2 meliputi roller 6 dan 7 sedangkan section 3 meliputi roller 8 dan 9.

Tabel 4.10 Tegangan Pipa pada Roller Model 3

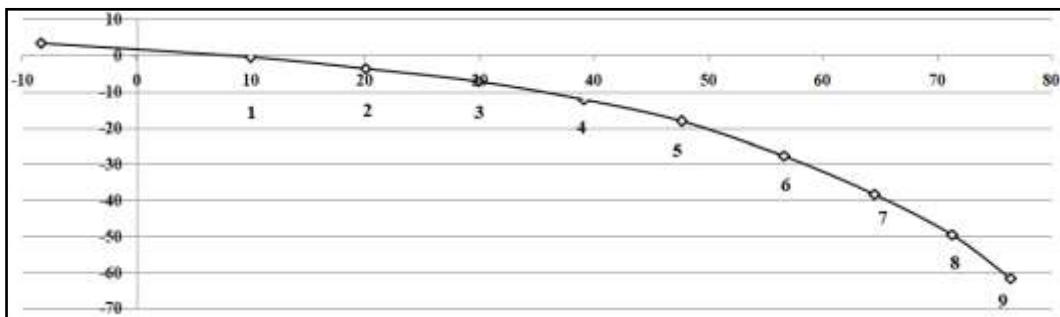
Roller	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tegangan (Mpa)	133.42	258.82	904.45	259.7	127.94	271	1315.86	401.39	833.59

Dari hasil analisis, didapatkan tegangan pipa maksimum sebesar 1315.86 MPa yang terjadi di roller 7 pada stinger. Hal ini disebabkan karena sudut stinger pada section 3 yang tinggi. Akibatnya, tegangan pipa akan bertambah pada roller 7.

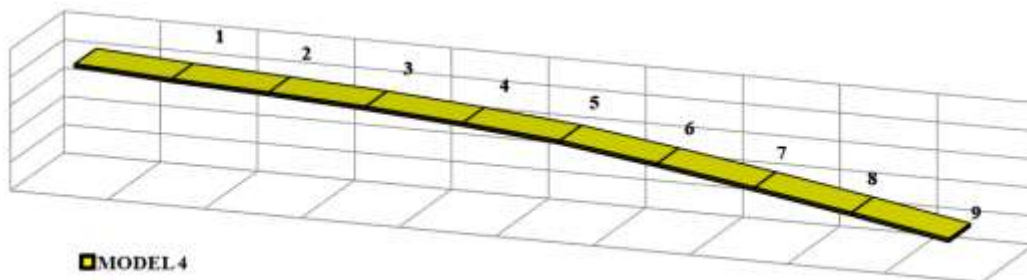
4.8.4 Model 4

Pada model ini, variabel yang divariasikan adalah sudut stinger.

- Section 1 = 20°
- Section 2 = 35°
- Section 3 = 45°



Gambar 4.19 Konfigurasi Stinger 2D Model 4



Gambar 4.20 Konfigurasi Stinger 3D Model 4

Gambar 4.19 dan 4.20 merupakan konfigurasi dari stinger untuk model 4. Section 1 meliputi roller 1 sampai 5. Section 2 meliputi roller 6 dan 7 sedangkan section 3 meliputi roller 8 dan 9.

Tabel 4.11 Tegangan Pipa pada Roller Model 4

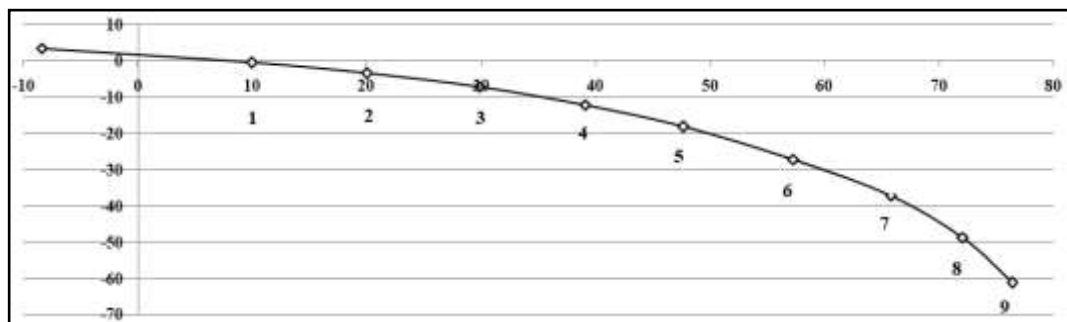
Roller	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tegangan (Mpa)	180.35	212.62	660.79	371.87	852.39	260.02	384.1	319.97	1300.61

Pada model 4, sudut stinger di section 1 adalah 35° , sehingga terjadi peningkatan tegangan pada roller 5. Dari hasil analisis, didapatkan tegangan pipa maksimum sebesar 1300.61 MPa yang terjadi di roller 9 pada stinger.

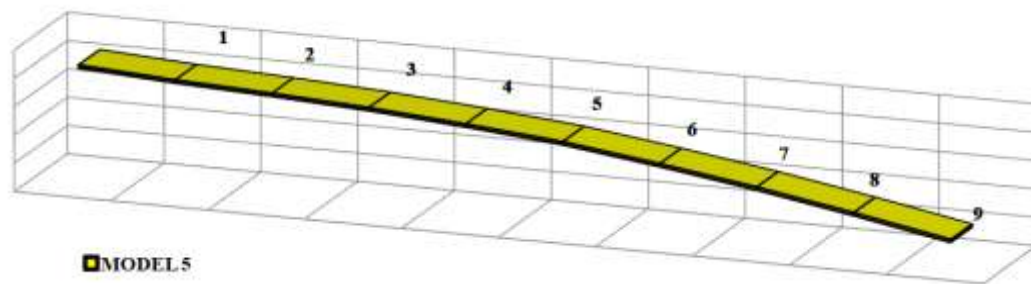
4.8.5 Model 5

Pada model ini, variabel yang divariasikan adalah sudut stinger.

- Section 1 = 20°
- Section 2 = 35°
- Section 3 = 55°



Gambar 4.21 Konfigurasi Stinger 2D Model 5



Gambar 4.22 Konfigurasi Stinger 3D Model 5

Gambar 4.21 dan 4.22 merupakan konfigurasi dari stinger untuk model 5. Section 1 meliputi roller 1 sampai 5. Section 2 meliputi roller 6 dan 7 sedangkan section 3 meliputi roller 8 dan 9.

Tabel 4.12 Tegangan Pipa pada Roller Model 5

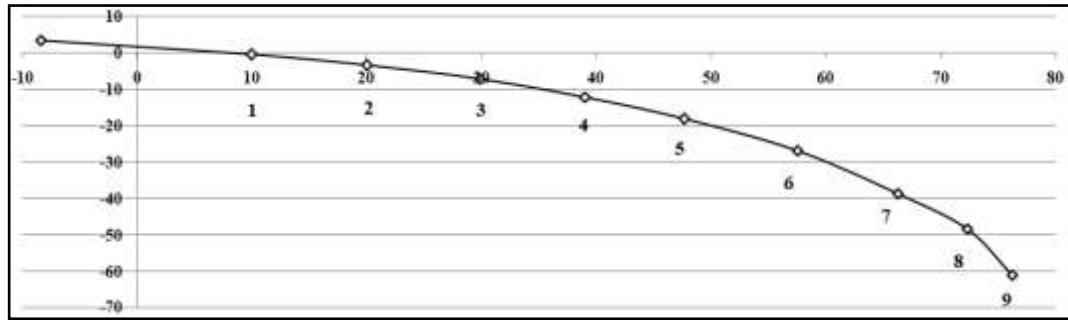
Roller	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tegangan (Mpa)	171.03	220.83	705.09	324.4	604.87	266.27	802.61	354.74	1078.57

Dari hasil analisis, didapatkan tegangan pipa maksimum sebesar 1078.57 MPa yang terjadi di roller 9 pada stinger. Hal ini disebabkan oleh tidak adanya penopang setelah roller 9, sehingga pipa langsung melengkung ke bawah dan mengakibatkan tingginya tegangan pada roller 9.

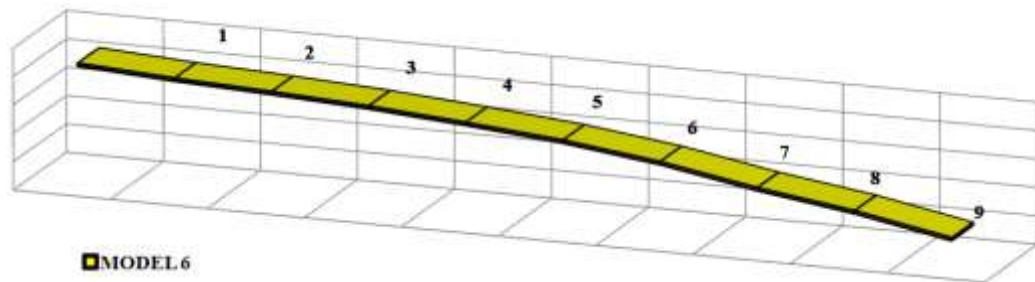
4.8.6 Model 6

Pada model ini, variabel yang divariasikan adalah sudut stinger.

- Section 1 = 20°
- Section 2 = 35°
- Section 3 = 60°



Gambar 4.23 Konfigurasi Stinger 2D Model 6



Gambar 4.24 Konfigurasi Stinger 3D Model 6

Gambar 4.23 dan 4.24 merupakan konfigurasi dari stinger untuk model 6. Section 1 meliputi roller 1 sampai 5. Section 2 meliputi roller 6 dan 7 sedangkan section 3 meliputi roller 8 dan 9.

Tabel 4.13 Tegangan Pipa pada Roller Model 6

Roller	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tegangan (Mpa)	166.6	225.88	731.02	300.83	477.86	278.65	1003.74	370.26	964.32

Dari hasil analisis, didapatkan tegangan pipa maksimum sebesar 1003.74 MPa yang terjadi di roller 7 pada stinger. Tingginya tegangan pada roller 7 disebabkan oleh sudut stinger pada section 3 yang terlalu tinggi yaitu 60° , sehingga pipa akan melengkung secara drastis.

4.8.7 Kesimpulan Analisis Dinamis Tegangan Pipa Variasi Sudut Stinger

Dari tabel 4.14 dapat diamati tegangan maksimum dan posisi rollernya dari setiap model. Model 1 menghasilkan tegangan maksimum di posisi roller 9 karena sudut stinger terlalu kecil sehingga ketika pipa melewati roller terakhir, pipa akan langsung meluncur ke bawah tanpa penopang apapun. Pada model 2, sudut pada stinger section 3 dinaikkan menjadi 55° . Akibatnya, tegangan pada roller 9 berkurang namun tegangan pada roller 7 meningkat. Pada model 3, sudut stinger untuk section 3 dinaikkan menjadi 60° sehingga semakin tegangan yang dihasilkan semakin tinggi disbanding model 2.

Tabel 4.14 Tegangan Maksimum untuk Setiap Model

Sudut Stinger			Model	Tegangan Maksimum (MPa)	Posisi Roller ke-
Section 1	Section 2	Section 3			
20°	30°	45°	1	1162.39	9
		55°	2	1122.37	7
		60°	3	1315.86	7
	35°	45°	4	1300.61	9
		55°	5	1078.57	9
		60°	6	1003.74	7

Pada model 4, sudut stinger untuk section 2 dinaikkan menjadi 35° dan untuk section 3 adalah 45° . Tegangan maksimum terjadi di roller 9 karena pipa langsung meluncur turun setelah roller 9. Untuk model 5, sudut stinger section 3 dinaikkan menjadi 55° sehingga pipa tidak akan melengkung secara drastis. Hal ini menyebabkan tegangan maksimum pada model 5 lebih kecil dari pada model 4. Pada model 6, sudut stinger section 3 dinaikkan lagi menjadi 60° untuk mengurangi tegangan di roller 9. Akan tetapi, tegangan pada roller 7 menjadi tinggi karena perbedaan sudut antara section 2 dan 3 yang terlalu besar.

Dari keenam model tersebut, konfigurasi sudut stinger model 6 menghasilkan tegangan maksimum terkecil, yaitu 1003.74 MPa sedangkan

konfigurasi stinger model 3 menghasilkan tegangan maksimum terbesar, yaitu 1315.86 MPa. Maka dapat disimpulkan bahwa konfigurasi sudut stinger yang paling baik diantara 6 model tersebut adalah model 6.

4.9 Analisis Dinamis Tegangan Pipa dengan Variasi Tebal Pipa

Untuk analisis dinamis dengan variasi tebal pipa, variasi didapatkan dari tabel *Nominal Pipe Size (NPS)*. Tebal pipa yang digunakan sebagai variasi adalah 19.1 mm, 20.6 mm, 22.2 mm, 23.8 mm, 25.4 mm, 27 mm, dan 28.6 mm. Sudut *stinger* yang digunakan adalah model 6, yaitu 20° pada *section* 1, 35° pada *section* 2, dan 60° pada *section* 3. Model 6 dipilih karena model ini menghasilkan tegangan maksimum terkecil dibandingkan model lainnya.

4.9.1 Wall Thickness 19.1 mm

Tabel 4.15 Tegangan Pipa untuk *Wall Thickness* 19.1 mm

Roller	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tegangan (Mpa)	156.5	227.69	716.64	300.26	448.12	292.64	1052.35	312.12	510.06

Dari Tabel 4.15 ,dapat dilihat bahwa tegangan maksimum yang dihasilkan sebesar 1052.35 MPa.

4.9.2 Wall Thickness 20.6 mm

Tabel 4.16 Tegangan Pipa untuk *Wall Thickness* 20.6 mm

Roller	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tegangan (Mpa)	174.81	227.22	744.87	297.85	480.34	286.34	1102.54	304.8	542.72

Dari Tabel 4.16 ,dapat dilihat bahwa tegangan maksimum yang dihasilkan untuk *wall thickness* 20.6 mm adalah sebesar 1102.54 MPa.

4.9.3 Wall Thickness 22.2 mm

Tabel 4.17 Tegangan Pipa untuk *Wall Thickness* 22.2 mm

Roller	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tegangan (Mpa)	166.6	225.88	731.02	300.83	477.86	278.65	1003.74	370.26	964.32

Dari Tabel 4.17, dapat dilihat bahwa tegangan maksimum yang dihasilkan untuk *wall thickness* 22.2 mm adalah sebesar 1003.74 MPa.

4.9.4 Wall Thickness 23.8 mm

Tabel 4.18 Tegangan Pipa untuk *Wall Thickness* 23.8 mm

Roller	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tegangan (Mpa)	304.11	237.3	929.44	300.37	741.59	240	1048.17	183.89	103.02

Dari Tabel 4.18, dapat dilihat bahwa tegangan maksimum yang dihasilkan untuk *wall thickness* 23.8 mm adalah sebesar 1048.17 MPa.

4.9.5 Wall Thickness 25.4 mm

Tabel 4.19 Tegangan Pipa untuk *Wall Thickness* 25.4 mm

Roller	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tegangan (Mpa)	289.44	234.51	913.85	294.9	688.54	258.01	1266.53	204.24	100.78

Dari Tabel 4.19, dapat dilihat bahwa tegangan maksimum yang dihasilkan untuk *wall thickness* 25.4 mm adalah sebesar 1266.53 MPa.

4.9.6 Wall Thickness 27 mm

Tabel 4.20 Tegangan Pipa untuk *Wall Thickness* 27 mm

Roller	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tegangan (Mpa)	326.73	238.87	965.35	297.89	767.05	246.96	1187.76	193.94	109.3

Dari Tabel 4.20 dapat dilihat bahwa tegangan maksimum yang dihasilkan untuk *wall thickness* 25.4 mm adalah sebesar 1187.76 MPa.

4.9.7 Wall Thickness 28.6 mm

Tabel 4.21 Tegangan Pipa untuk *Wall Thickness* 28.6 mm

Roller	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tegangan (Mpa)	313.18	235.96	950.39	293.05	721.19	260.57	1368.35	209.56	106.51

Dari Tabel 4.21, dapat dilihat bahwa tegangan maksimum yang dihasilkan untuk *wall thickness* 25.4 mm adalah sebesar 1368.35 MPa.

4.9.8 Kesimpulan Analisis Dinamis dengan Variasi Tebal Pipa

Tabel 4.22 Hasil Tegangan Maksimum dengan Variasi Tebal Pipa

WALL THICKNESS (mm)	TEGANGAN MAKSIMUM (MPa)
19.1	1052.35
20.6	1102.54
22.2	1003.74
23.8	1048.17
25.4	1266.53
27	1187.76
28.6	1386.35

Dari Tabel 4.22, dapat dilihat bahwa dari ketujuh variasi tebal pipa, pipa dengan *wall thickness* 22.2 mm menghasilkan tegangan maksimum terkecil, yaitu 1003.74. Sedangkan pipa dengan *wall thickness* 28.6 mm menghasilkan tegangan maksimum terbesar dibanding lainnya, yaitu 1386.35 MPa. Maka dapat disimpulkan bahwa pipa dengan tebal pipa 22.2 mm adalah tebal pipa yang paling baik dibanding tebal pipa lainnya.

4.10 Pengecekan Tegangan Pipa dengan DNV OS F101

Dalam penelitian ini, pengecekan tegangan yang dihasilkan dilakukan dengan DNV OS F101 “*Submarine Pipeline System*” tahun 2013 sebagai acuan. Menurut DNV OS F101, *Section 13*, bagian G 300 (*Simplified Laying Criteria*), disebutkan bahwa tegangan yang dihasilkan oleh pipa selama instalasi tidak boleh melebihi 87% dari tegangan *yield* (SMYS) dari pipa tersebut.

Pipa yang digunakan dalam penelitian ini merupakan pipa API 5L X65 dengan SMYS sebesar 450 MPa. Maka, tegangan ijin dari pipa ini adalah $450 \times 87\% = 391.5$ MPa. Jadi, pipa yang tegangannya melebihi 391.5 MPa akan mengalami kegagalan. Pada Tabel 4.23 diuraikan tegangan maksimum yang dihasilkan pada setiap variasi (sudut *stinger* dan tebal pipa).

Tabel 4.23 Cek Tegangan pada Setiap Variasi

VARIASI		TEGANGAN MAKSIMUM (MPa)	TEGANGAN IJIN (MPa)	KETERANGAN
Sudut <i>Stinger</i>	Model 1	1162.39	391.5	GAGAL
	Model 2	1122.37	391.5	GAGAL
	Model 3	1315.86	391.5	GAGAL
	Model 4	1300.61	391.5	GAGAL
	Model 5	1078.57	391.5	GAGAL
	Model 6	1003.74	391.5	GAGAL
Tebal Pipa	19.1 mm	1052.35	391.5	GAGAL
	20.6 mm	1102.54	391.5	GAGAL
	22.2 mm	1003.74	391.5	GAGAL
	23.8 mm	1048.17	391.5	GAGAL
	25.4 mm	1266.53	391.5	GAGAL
	27.0 mm	1187.76	391.5	GAGAL
	28.6 mm	1386.35	391.5	GAGAL

Dari Tabel 4.23, dijelaskan bahwa semua variasi, baik sudut *stinger* maupun tebal pipa, menghasilkan tegangan maksimum yang melebihi tegangan ijin dari pipa tersebut. Pipa mengalami kegagalan pada setiap variasi, sehingga, dapat disimpulkan bahwa untuk instalasi di kedalaman 1426 m, metode S-Lay tidak bisa diterapkan. Metode instalasi lain yang bisa diterapkan untuk kedalaman tersebut adalah metode J-Lay

(Halaman ini Sengaja Dikosongkan)

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diambil dari hasil perhitungan *wall thickness* dan analisis tegangan dalam proses instalasi pipeline metode S-Lay ini adalah:

1. *Wall Thickness* yang digunakan dalam kondisi operasi menurut API RP 1111 adalah 0.875 inci atau 22.2 mm.
2. Tegangan maksimum terkecil yang dihasilkan selama instalasi adalah sebesar 1003.74 MPa. Menurut DNV OS F101, tegangan maksimum yang diijinkan adalah sebesar 87% dari SMYS pipa, yaitu sebesar $450 \times 87\% = 391.5$ kN. Sehingga, pipa akan mengalami kegagalan dengan tegangan yang dihasilkan tersebut.
3. Variasi sudut stinger yang menghasilkan tegangan maksimum terkecil adalah model 6, yaitu 20° pada *section 1*, 35° pada *section 2*, dan 60° pada *section 3* dengan tebal pipa 22.2 mm.
4. Berdasarkan DNV OS F101, *pipeline* mengalami kegagalan selama instalasi pada semua variasi sudut *stinger* dan tebal pipa. Artinya, metode S-Lay tidak bisa diterapkan untuk instalasi ini.

5.2 Saran

Pada proses pengerjaan analisis instalasi *pipeline* metode S-Lay ini, saran yang dapat disampaikan adalah:

1. Instalasi harus dilakukan dengan menggunakan metode J-Lay
2. Kontur dasar laut harus menggunakan data sebenarnya

(Halaman ini Sengaja Dikosongkan)

DAFTAR PUSTAKA

- Abdul Khair, J., Jaswar, Koto, Affis Effendi, Ahmad Fitriadhy, 2015, Buckling Criteria for Subsea Pipeline, **Jurnal Teknologi**, Vol 74, No 5, pp.69-72
- Ambarita, R. A. 2014. **Analisa Tegangan Pipa Saat Instalasi Akibat Variasi Sudut Stinger**. Tugas Akhir Jurusan Teknik Kelautan. ITS Surabaya
- American Petroleum Institute. 2015. **API RP 1111 “Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design) 5th Edition**. USA.
- Ayu, D. M. 2014. **Optimasi Konfigurasi Sudut Stinger dan Kedalaman Laut dengan Local Buckling Check**. Tugas Akhir Jurusan Teknik Kelautan. ITS Surabaya
- Bai, Q., Yong, B. 2014. **Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation**. Elsevier, UK.
- Braskoro, S., Dronkers, T., Van Driel, M., 2004. **From Shallow to Deep Implication for Offshore Pipeline Design**, Komunitas Migas Indonesia
- Chakrabarti., 1987, **Hydrodynamics of Offshore Structures**, WIT Press, Southampton, UK.
- Det Norske Veritas. 2000. DNV OS F101 : **Submarine Pipeline System**. Det Norske Veritas, Norway
- Furqan, N. 2016. **Static Analysis of Stresses in Offshore Pipeline during Installation Using S-Lay Method, Case Study: Pipeline Owned by PT. Trans Pacific Petrochemical Indotama Tuban**. Tugas Akhir Jurusan Teknik Kelautan. ITS Surabaya
- Guo, B., Shanhong, S., Jacob, C., Ali, G. 2005. **Offshore Pipelines**. Elsevier, UK.
- Herdianti, J. 2013. **Comparisons Study of S-Lay and J-Lay Methods for Pipeline Installation in Ultra Deep Water**. Master Thesis. Faculty of Science and Technology. Universitetet i Stavanger.

- Jensen, Gulik Anthon., 2010, **Offshore Pipeline Dynamics**, Norwegian University of Science and Technology, Norway
- Karimi, M. 2012. **Installation of Steel Pipelines and Flexible Pipelines in Sideways Current**. Master Thesis. Faculty of Science and Technology. Universitetet i Stavanger.
- Kyriakides, Stelios and Edmundo Corona., 2007, **Mechanics of Offshore Pipelines vol.I Buckling and Collapse**, Oxford, UK.
- Langhelle, M. B., 2011. **Pipelines for Development at Deep Water Fields**. Master Thesis. Faculty of Science and Technology. Universitetet i Stavanger.
- Lee, J. Y. 2007. **Design and Installation of Deepwater Petroleum Pipelines**. Offshore Magazine
- Liu, Henry., 2003, **Pipeline Engineering**, Lewis Publisher, New York.
- Mouselli, A.H. 1981. **Offshore Pipeline Design, Analysis and Methodes**. PenWell Books. Oklahoma.
- Rosidi, M. I. 2012. **Studi Optimasi Radius Curvature of Stinger terhadap Crushing of Concrete Coating pada saat Instalasi Menggunakan Metode S-Lay**. Tugas Akhir Jurusan Teknik Kealutan. ITS Surabaya
- Soegiono. 2007. **Pipa Laut**. Surabaya : Airlangga University Press
- Suntoyo, Rahayu, N.D., Wisudawan, A. and Ikhwani, H. 2017. Experimental Study of Pipeline Scouring on Seabed and In-Trench Conditions under Regular Wave Motion. **International Journal of Civil Engineering and Technology**, 8(10), 659-666.
- Xu, Gong, Bao, Zhong, Yan., 2014, Numerical Modelling on Dynamic Behavior of Deepwater S-Lay Pipeline, **Ocean Engineering**, vol 88, page 393-408.

LAMPIRAN A

TIMELINE Pengerjaan Tugas Akhir

	Feb-18	Mar-18	Apr-18	May-18	Jun-18	Jul-18
Studi Literatur						
Pengumpulan Data						
-Data Pipa						
-Data Laybarge						
-Data Stinger						
-Data Lingkungan						
Pemodelan Vessel						
Mencari Nilai RAO						
Perhitungan Catenary						
Perhitungan Wall Thickness						
Pemodelan Instalasi						
Variasi Sudut Stinger						
Variasi Wall Thickness						
Cek tegangan						
Kesimpulan						

LAMPIRAN B

INPUT DATA OFFPIPE UNTUK MODEL 1

```
*HEAD HEAD='Instalasi Pipeline 14 in', JOB='01', USER='rainier', UNIT=2
*PROF ROW=1, NUMB=1, TYPE=1, TITL='Pipeline Elevation & Total Pipe Stress',
ORDL='Pipe Elevation Y Coordinate', ABSL='Pipe Elevation X Coordinate', ORDI=2,
ABSC=1
*PRIN STRA=0, DNVS=1, STAT=1, SUMM=1, SUPP=1
*PIPE ROW=1, LENG=12, ELAS=207000, POIS=0.3, DIAM=35.56, WALL=2.22, YIEL=450,
CD=0.7, CM=2.29
*COAT ROW=1, DSTE=78500, LENG=12, FJNT=0.3, DJNT=10250
*GEOM LENG=60, DEPT=1426
*BARG NUMB=10, GEOM=1, DECK=2.8, TRIM=0
TABL = (X,Y,SUPP,DAVI)
119.7, 1.5, 1,
107.5, 1.5, 1,
95.3, 1.5, 1,
83.1, 1.5, 1,
70.9, 1.5, 2,
58.7, 1.5, 2,
46.5, 1.5, 2,
34.2, 1.5, 1,
21.4, 1.4, 1,
8.4, 0.81, 1,
*TENS TENS=1204
*STIN NUMB=9, GEOM=2, TYPE=5, RADI=96.2, XHIT=0.46, YHIT=-1.4, ROTA=0
TABL = (X,Y,SUPP,SECT,LENG)
-9.86, -3.59, 1, ,
-19.73, -7.18, 1, ,
-29.60, -10.77, 1, ,
-39.47, -14.36, 1, ,
-49.33, -17.95, 1, ,
-60.70, -24.52, 1, ,
-72.07, -31.08, 1, ,
-81.35, -40.36, 1, ,
-90.63, -49.64, 1, ,
*TIME STEP=0.2, STAR=60, STOP=10860, SAMP=0.4
*WAVE HEIG=2.87, PERI=7.5

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=0
*RAOS NUMB=10, SIGN=1
TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)
0.251, 0.944, -92.5, 0.002, -163.5, 0.973, 1.5
0.315, 0.87, -96.5, 0.004, -158.5, 0.944, 2.5
0.378, 0.708, -104.5, 0.009, -152.5, 0.936, 6.5
0.442, 0.416, -145.3, 0.022, -150.7, 1.073, 9.7
0.506, 2.909, -157.9, 0.098, 124.9, 2.054, 70.1
0.569, 0.809, -109.4, 0.015, 55.4, 0.444, 63.6
0.633, 0.336, -101.8, 0.016, -5.2, 0.332, 62.2
0.696, 0.14, -79.9, 0.008, 57.9, 0.285, 84.1
0.76, 0.06, -40.2, 0.004, 59.2, 0.277, 102.8
0.823, 0.03, 21.9, 0.001, 73.1, 0.23, 119.9
TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
0.251, 0.003, -172.5, 0.992, 90.5, 0.019, 10.5
0.315, 0.003, -168.5, 0.958, 89.5, 0.026, 17.5
0.378, 0.008, -163.5, 0.85, 87.5, 0.039, 23.5
0.442, 0.026, -161.7, 0.496, 89.7, 0.072, 25.3
0.506, 0.177, 118.9, 2.306, -14.9, 0.268, -58.1
0.569, 0.065, 67.4, 0.944, 44.6, 0.043, -116.6
0.633, 0.114, 114.8, 0.47, 51.2, 0.015, -114.2
0.696, 0.023, -140.1, 0.225, 72.1, 0.006, -127.1
0.76, 0.007, -131.8, 0.141, 112.8, 0.003, -135.8
0.823, 0.003, -124.9, 0.12, 144.9, 0.001, -151.9

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=45
*RAOS NUMB=10, SIGN=1
TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)
0.251, 0.681, -91.7, 0.68, -90.3, 0.987, 1.3
0.315, 0.65, -93.8, 0.658, -90.2, 0.97, 2.2
0.378, 0.585, -99.7, 0.627, -90.3, 0.959, 3.3
0.442, 0.453, -122.5, 0.586, -91.5, 1.016, 7.5
0.506, 1.813, -136.9, 0.486, -92.1, 1.145, 62.1
0.569, 0.698, -98.2, 0.504, -87.8, 0.522, 17.8
```

0.633, 0.42, -99.2, 0.418, -53.8, 0.481, 15.8
0.696, 0.252, -97, 0.05, -65, 0.383, 22
0.76, 0.139, -92.7, 0.054, -135.3, 0.28, 36.3
0.823, 0.061, -81.1, 0.055, -176.9, 0.234, 56.9
TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
0.251, 0.751, 87.7, 0.707, 90.3, 0.377, -178.3
0.315, 0.782, 85.8, 0.699, 90.2, 0.361, -177.2
0.378, 0.831, 84.7, 0.66, 88.3, 0.337, -175.3
0.442, 0.909, 83.5, 0.498, 84.5, 0.294, -173.5
0.506, 1.16, 82.9, 1.434, 12.1, 0.321, -143.1
0.569, 1.515, 85.2, 0.871, 61.8, 0.279, -162.8
0.633, 2.245, 139.2, 0.647, 60.8, 0.184, -158.8
0.696, 0.856, -147, 0.452, 59, 0.144, -167
0.760, 0.189, -137.3, 0.311, 58.3, 0.095, -159.3
0.823, 0.016, 131.1, 0.176, 57.9, 0.045, -153.9

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=90

*RAOS NUMB=10, SIGN=1

TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)

0.251, 0.003, -170, 0.973, -90, 1.001, 0
0.315, 0.006, -171, 0.958, -90, 1.002, 0
0.378, 0.011, -174, 0.94, -90, 1.005, 0
0.442, 0.028, -177, 0.923, -90, 1.014, 1
0.506, 0.146, -106, 0.908, -88, 0.939, 2
0.569, 0.034, -75, 0.887, -81, 1.018, -1
0.633, 0.016, -131, 0.652, -68, 1.056, -3
0.696, 0.005, 158, 0.36, -86, 1.092, -9
0.76, 0.003, 25, 0.391, -109, 1.077, -18
0.823, 0.008, -63, 0.4, -114, 0.966, -29

TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)

0.251, 1.068, 90, 0, -180, 0.003, -132
0.315, 1.129, 91, 0.002, 178, 0, 0
0.378, 1.224, 91, 0.001, -105, 0.001, -46
0.442, 1.39, 92, 0.011, -43, 0.004, -46
0.506, 1.705, 99, 0.134, 37, 0.016, -102
0.569, 2.257, 119, 0.058, 74, 0.016, -16
0.633, 2.501, 164, 0.047, 24, 0.043, 37
0.696, 1.74, -151, 0.033, -45, 0.051, 83
0.76, 0.907, -127, 0.031, -105, 0.042, 106
0.823, 0.49, -124, 0.04, -155, 0.036, 114

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=135

*RAOS NUMB=10, SIGN=1

TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)

0.251, 0.679, 93.7, 0.680, -89.7, 0.985, -0.3
0.315, 0.653, 96.8, 0.657, -90.8, 0.961, 0.8
0.378, 0.619, 104.7, 0.623, -90.7, 0.922, 3.7
0.442, 0.626, 127.5, 0.573, -90.5, 0.881, 13.5
0.506, 1.419, -79.1, 0.493, -79.9, 0.549, 168.9
0.569, 0.465, 44.2, 0.460, -77.2, 0.554, -27.8
0.633, 0.355, 70.2, 0.248, -58.2, 0.489, -17.8
0.696, 0.288, 81, 0.083, -106, 0.383, -19
0.76, 0.207, 85.7, 0.072, -107.7, 0.214, -28.3
0.823, 0.110, 87.1, 0.027, -50.1, 0.029, -18.9

TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)

0.251, 0.751, 93.3, 0.710, -89.3, 0.396, -2.7
0.315, 0.784, 95.2, 0.709, -88.2, 0.387, -3.8
0.378, 0.834, 97.3, 0.719, -84.3, 0.376, -5.7
0.442, 0.923, 100.5, 0.816, -72.5, 0.369, -10.5
0.506, 1.097, 104.1, 1.357, 40.9, 0.211, -47.9
0.569, 1.272, 129.8, 0.195, -147.8, 0.241, -2.7
0.633, 1.324, -179.2, 0.243, 74.2, 0.216, -7.2
0.696, 0.737, -119, 0.257, 80, 0.150, -12
0.76, 0.221, -92.7, 0.221, 77.7, 0.107, -25.7
0.823, 0.043, -106.1, 0.152, 71, 0.069, -39.1

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=180

*RAOS NUMB=10, SIGN=1

TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)

0.251, 0.948, 93.5, 0.002, 162.5, 0.970, 0.5
0.315, 0.894, 97.5, 0.004, 157.5, 0.924, 1.5
0.378, 0.819, 107.5, 0.009, 149.5, 0.846, 6.5
0.442, 0.810, 136.3, 0.023, 133.7, 0.772, 24.3

```

0.506, 2.250, 109.9, 0.102, 30.1, 1.352, -177.1
0.569, 0.595, 37.4, 0.017, -61.4, 0.416, -58.6
0.633, 0.317, 60.8, 0.019, -145.8, 0.210, -37.2
0.696, 0.152, 78.9, 0.012, -110.9, 0.066, 179.9
0.76, 0.043, 115.2, 0.007, -136.2, 0.089, 95.2
0.823, 0.031, 49.1, 0.004, -163.1, 0.126, 100.1
TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
0.251, 0.003, 169.5, 0.994, -89.5, 0.019, -12.5
0.315, 0.003, 163.5, 0.984, -87.5, 0.026, -20.5
0.378, 0.008, 150.5, 0.980, -83.5, 0.039, -30.5
0.442, 0.025, 130.7, 1.090, 112.3, 0.072, -47.3
0.506, 0.181, -155.9, 2.027, 51.9, 0.278, -152.9
0.569, 0.073, -54.4, 0.335, -170.6, 0.048, 125.6
0.633, 0.132, -29.8, 0.244, 44.8, 0.020, 10.2
0.696, 0.031, -135.9, 0.162, 56.9, 0.008, 75.1
0.76, 0.009, -155.2, 0.086, 68.2, 0.004, -140.2
0.823, 0.004, -0.1, 0.038, 106.1, 0.002, -1.1
*RUN
*END

```

INPUT DATA OFFPIPE UNTUK MODEL 2

```

*HEAD HEAD='Instalasi Pipeline 14 in', JOB='01', USER='rainier', UNIT=2
*PROF ROW=1, NUMB=1, TYPE=1, TITL='Pipeline Elevation & Total Pipe Stress',
ORDL='Pipe Elevation Y Coordinate', ABSL='Pipe Elevation X Coordinate', ORDI=2,
ABSC=1
*PRIN STRA=0, DNVS=1, STAT=1, SUMM=1, SUPP=1
*PIPE ROW=1, LENG=12, ELAS=207000, POIS=0.3, DIAM=35.56, WALL=2.22, YIEL=450,
CD=0.7, CM=2.29
*COAT ROW=1, DSTE=78500, LENG=12, FJNT=0.3, DJNT=10250
*GEOM LENG=60, DEPT=1426
*BARG NUMB=10, GEOM=1, DECK=2.8, TRIM=0
TABL = (X,Y,SUPP,DAVI)
119.7, 1.5, 1,
107.5, 1.5, 1,
95.3, 1.5, 1,
83.1, 1.5, 1,
70.9, 1.5, 2,
58.7, 1.5, 2,
46.5, 1.5, 2,
34.2, 1.5, 1,
21.4, 1.4, 1,
8.4, 0.81, 1,
*TENS TENS=1204
*STIN NUMB=9, GEOM=2, TYPE=5, RADI=96.2, XHIT=0.46, YHIT=-1.4, ROTA=0
TABL = (X,Y,SUPP,SECT,LENG)
-9.86, -3.59, 1, ,
-19.73, -7.18, 1, ,
-29.60, -10.77, 1, ,
-39.47, -14.36, 1, ,
-49.33, -17.95, 1, ,
-60.7, -24.52, 1, ,
-72.07, -31.08, 1, ,
-79.60, -41.83, 1, ,
-87.12, -52.58, 1, ,
*TIME STEP=0.2, STAR=60, STOP=10860, SAMP=0.4
*WAVE HEIG=2.87, PERI=7.5

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=0
*RAOS NUMB=10, SIGN=1
TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)
0.251, 0.944, -92.5, 0.002, -163.5, 0.973, 1.5
0.315, 0.87, -96.5, 0.004, -158.5, 0.944, 2.5
0.378, 0.708, -104.5, 0.009, -152.5, 0.936, 6.5
0.442, 0.416, -145.3, 0.022, -150.7, 1.073, 9.7
0.506, 2.909, -157.9, 0.098, 124.9, 2.054, 70.1
0.569, 0.809, -109.4, 0.015, 55.4, 0.444, 63.6

```


0.633, 0.336, -101.8, 0.016, -5.2, 0.332, 62.2
0.696, 0.14, -79.9, 0.008, 57.9, 0.285, 84.1
0.76, 0.06, -40.2, 0.004, 59.2, 0.277, 102.8
0.823, 0.03, 21.9, 0.001, 73.1, 0.23, 119.9
TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
0.251, 0.003, -172.5, 0.992, 90.5, 0.019, 10.5
0.315, 0.003, -168.5, 0.958, 89.5, 0.026, 17.5
0.378, 0.008, -163.5, 0.85, 87.5, 0.039, 23.5
0.442, 0.026, -161.7, 0.496, 89.7, 0.072, 25.3
0.506, 0.177, 118.9, 2.306, -14.9, 0.268, -58.1
0.569, 0.065, 67.4, 0.944, 44.6, 0.043, -116.6
0.633, 0.114, 114.8, 0.47, 51.2, 0.015, -114.2
0.696, 0.023, -140.1, 0.225, 72.1, 0.006, -127.1
0.76, 0.007, -131.8, 0.141, 112.8, 0.003, -135.8
0.823, 0.003, -124.9, 0.12, 144.9, 0.001, -151.9

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=45

*RAOS NUMB=10, SIGN=1

TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)

0.251, 0.681, -91.7, 0.68, -90.3, 0.987, 1.3
0.315, 0.65, -93.8, 0.658, -90.2, 0.97, 2.2
0.378, 0.585, -99.7, 0.627, -90.3, 0.959, 3.3
0.442, 0.453, -122.5, 0.586, -91.5, 1.016, 7.5
0.506, 1.813, -136.9, 0.486, -92.1, 1.145, 62.1
0.569, 0.698, -98.2, 0.504, -87.8, 0.522, 17.8
0.633, 0.42, -99.2, 0.418, -53.8, 0.481, 15.8
0.696, 0.252, -97, 0.05, -65, 0.383, 22
0.76, 0.139, -92.7, 0.054, -135.3, 0.28, 36.3
0.823, 0.061, -81.1, 0.055, -176.9, 0.234, 56.9

TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)

0.251, 0.751, 87.7, 0.707, 90.3, 0.377, -178.3
0.315, 0.782, 85.8, 0.699, 90.2, 0.361, -177.2
0.378, 0.831, 84.7, 0.66, 88.3, 0.337, -175.3
0.442, 0.909, 83.5, 0.498, 84.5, 0.294, -173.5
0.506, 1.16, 82.9, 1.434, 12.1, 0.321, -143.1
0.569, 1.515, 85.2, 0.871, 61.8, 0.279, -162.8
0.633, 2.245, 139.2, 0.647, 60.8, 0.184, -158.8
0.696, 0.856, -147, 0.452, 59, 0.144, -167
0.760, 0.189, -137.3, 0.311, 58.3, 0.095, -159.3
0.823, 0.016, 131.1, 0.176, 57.9, 0.045, -153.9

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=90

*RAOS NUMB=10, SIGN=1

TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)

0.251, 0.003, -170, 0.973, -90, 1.001, 0
0.315, 0.006, -171, 0.958, -90, 1.002, 0
0.378, 0.011, -174, 0.94, -90, 1.005, 0
0.442, 0.028, -177, 0.923, -90, 1.014, 1
0.506, 0.146, -106, 0.908, -88, 0.939, 2
0.569, 0.034, -75, 0.887, -81, 1.018, -1
0.633, 0.016, -131, 0.652, -68, 1.056, -3
0.696, 0.005, 158, 0.36, -86, 1.092, -9
0.76, 0.003, 25, 0.391, -109, 1.077, -18
0.823, 0.008, -63, 0.4, -114, 0.966, -29

TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)

0.251, 1.068, 90, 0, -180, 0.003, -132
0.315, 1.129, 91, 0.002, 178, 0, 0
0.378, 1.224, 91, 0.001, -105, 0.001, -46
0.442, 1.39, 92, 0.011, -43, 0.004, -46
0.506, 1.705, 99, 0.134, 37, 0.016, -102
0.569, 2.257, 119, 0.058, 74, 0.016, -16
0.633, 2.501, 164, 0.047, 24, 0.043, 37
0.696, 1.74, -151, 0.033, -45, 0.051, 83
0.76, 0.907, -127, 0.031, -105, 0.042, 106
0.823, 0.49, -124, 0.04, -155, 0.036, 114

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=135

*RAOS NUMB=10, SIGN=1

TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)

0.251, 0.679, 93.7, 0.680, -89.7, 0.985, -0.3
0.315, 0.653, 96.8, 0.657, -90.8, 0.961, 0.8
0.378, 0.619, 104.7, 0.623, -90.7, 0.922, 3.7
0.442, 0.626, 127.5, 0.573, -90.5, 0.881, 13.5

```

0.506, 1.419, -79.1, 0.493, -79.9, 0.549, 168.9
0.569, 0.465, 44.2, 0.460, -77.2, 0.554, -27.8
0.633, 0.355, 70.2, 0.248, -58.2, 0.489, -17.8
0.696, 0.288, 81, 0.083, -106, 0.383, -19
0.76, 0.207, 85.7, 0.072, -107.7, 0.214, -28.3
0.823, 0.110, 87.1, 0.027, -50.1, 0.029, -18.9
TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
0.251, 0.751, 93.3, 0.710, -89.3, 0.396, -2.7
0.315, 0.784, 95.2, 0.709, -88.2, 0.387, -3.8
0.378, 0.834, 97.3, 0.719, -84.3, 0.376, -5.7
0.442, 0.923, 100.5, 0.816, -72.5, 0.369, -10.5
0.506, 1.097, 104.1, 1.357, 40.9, 0.211, -47.9
0.569, 1.272, 129.8, 0.195, -147.8, 0.241, -2.7
0.633, 1.324, -179.2, 0.243, 74.2, 0.216, -7.2
0.696, 0.737, -119, 0.257, 80, 0.150, -12
0.76, 0.221, -92.7, 0.221, 77.7, 0.107, -25.7
0.823, 0.043, -106.1, 0.152, 71, 0.069, -39.1

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=180
*RAOS NUMB=10, SIGN=1
TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)
0.251, 0.948, 93.5, 0.002, 162.5, 0.970, 0.5
0.315, 0.894, 97.5, 0.004, 157.5, 0.924, 1.5
0.378, 0.819, 107.5, 0.009, 149.5, 0.846, 6.5
0.442, 0.810, 136.3, 0.023, 133.7, 0.772, 24.3
0.506, 2.250, 109.9, 0.102, 30.1, 1.352, -177.1
0.569, 0.595, 37.4, 0.017, -61.4, 0.416, -58.6
0.633, 0.317, 60.8, 0.019, -145.8, 0.210, -37.2
0.696, 0.152, 78.9, 0.012, -110.9, 0.066, 179.9
0.76, 0.043, 115.2, 0.007, -136.2, 0.089, 95.2
0.823, 0.031, 49.1, 0.004, -163.1, 0.126, 100.1
TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
0.251, 0.003, 169.5, 0.994, -89.5, 0.019, -12.5
0.315, 0.003, 163.5, 0.984, -87.5, 0.026, -20.5
0.378, 0.008, 150.5, 0.980, -83.5, 0.039, -30.5
0.442, 0.025, 130.7, 1.090, 112.3, 0.072, -47.3
0.506, 0.181, -155.9, 2.027, 51.9, 0.278, -152.9
0.569, 0.073, -54.4, 0.335, -170.6, 0.048, 125.6
0.633, 0.132, -29.8, 0.244, 44.8, 0.020, 10.2
0.696, 0.031, -135.9, 0.162, 56.9, 0.008, 75.1
0.76, 0.009, -155.2, 0.086, 68.2, 0.004, -140.2
0.823, 0.004, -0.1, 0.038, 106.1, 0.002, -1.1
*RUN
*END

```

INPUT DATA OFFPIPE UNTUK MODEL 3

```

*HEAD HEAD='Instalasi Pipeline 14 in', JOB='01', USER='rainier', UNIT=2
*PROF ROW=1, NUMB=1, TYPE=1, TITL='Pipeline Elevation & Total Pipe Stress',
ORDL='Pipe Elevation Y Coordinate', ABSL='Pipe Elevation X Coordinate', ORDI=2,
ABSC=1
*PRIN STRA=0, DNV=1, STAT=1, SUMM=1, SUPP=1
*PIPE ROW=1, LENG=12, ELAS=207000, POIS=0.3, DIAM=35.56, WALL=2.22, YIEL=450,
CD=0.7, CM=2.29
*COAT ROW=1, DSTE=78500, LENG=12, FJNT=0.3, DJNT=10250
*GEOM LENG=60, DEPT=1426
*BARG NUMB=10, GEOM=1, DECK=2.8, TRIM=0
TABL = (X,Y,SUPP,DAVI)
119.7, 1.5, 1,
107.5, 1.5, 1,
95.3, 1.5, 1,
83.1, 1.5, 1,
70.9, 1.5, 2,
58.7, 1.5, 2,
46.5, 1.5, 2,
34.2, 1.5, 1,
21.4, 1.4, 1,

```

8.4, 0.81, 1,
 *TENS TENS=1204
 *STIN NUMB=9, GEOM=2, TYPE=5, RAD=96.2, XHIT=0.46, YHIT=-1.4, ROTA=0
 TABL = (X,Y,SUPP,SECT,LENG)
 -9.86, -3.59, 1, ,
 -19.73, -7.18, 1, ,
 -29.60, -10.77, 1, ,
 -39.47, -14.36, 1, ,
 -49.33, -17.95, 1, ,
 -60.70, -24.52, 1, ,
 -72.07, -31.08, 1, ,
 -78.63, -42.45, 1, ,
 -85.19, -53.81, 1, ,
 *TIME STEP=0.2, STAR=60, STOP=10860, SAMP=0.4
 *WAVE HEIG=2.87, PERI=7.5

 *SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=0
 *RAOS NUMB=10, SIGN=1
 TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)
 0.251, 0.944, -92.5, 0.002, -163.5, 0.973, 1.5
 0.315, 0.87, -96.5, 0.004, -158.5, 0.944, 2.5
 0.378, 0.708, -104.5, 0.009, -152.5, 0.936, 6.5
 0.442, 0.416, -145.3, 0.022, -150.7, 1.073, 9.7
 0.506, 2.909, -157.9, 0.098, 124.9, 2.054, 70.1
 0.569, 0.809, -109.4, 0.015, 55.4, 0.444, 63.6
 0.633, 0.336, -101.8, 0.016, -5.2, 0.332, 62.2
 0.696, 0.14, -79.9, 0.008, 57.9, 0.285, 84.1
 0.76, 0.06, -40.2, 0.004, 59.2, 0.277, 102.8
 0.823, 0.03, 21.9, 0.001, 73.1, 0.23, 119.9
 TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
 0.251, 0.003, -172.5, 0.992, 90.5, 0.019, 10.5
 0.315, 0.003, -168.5, 0.958, 89.5, 0.026, 17.5
 0.378, 0.008, -163.5, 0.85, 87.5, 0.039, 23.5
 0.442, 0.026, -161.7, 0.496, 89.7, 0.072, 25.3
 0.506, 0.177, 118.9, 2.306, -14.9, 0.268, -58.1
 0.569, 0.065, 67.4, 0.944, 44.6, 0.043, -116.6
 0.633, 0.114, 114.8, 0.47, 51.2, 0.015, -114.2
 0.696, 0.023, -140.1, 0.225, 72.1, 0.006, -127.1
 0.76, 0.007, -131.8, 0.141, 112.8, 0.003, -135.8
 0.823, 0.003, -124.9, 0.12, 144.9, 0.001, -151.9

 *SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=45
 *RAOS NUMB=10, SIGN=1
 TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)
 0.251, 0.681, -91.7, 0.68, -90.3, 0.987, 1.3
 0.315, 0.65, -93.8, 0.658, -90.2, 0.97, 2.2
 0.378, 0.585, -99.7, 0.627, -90.3, 0.959, 3.3
 0.442, 0.453, -122.5, 0.586, -91.5, 1.016, 7.5
 0.506, 1.813, -136.9, 0.486, -92.1, 1.145, 62.1
 0.569, 0.698, -98.2, 0.504, -87.8, 0.522, 17.8
 0.633, 0.42, -99.2, 0.418, -53.8, 0.481, 15.8
 0.696, 0.252, -97, 0.05, -65, 0.383, 22
 0.76, 0.139, -92.7, 0.054, -135.3, 0.28, 36.3
 0.823, 0.061, -81.1, 0.055, -176.9, 0.234, 56.9
 TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
 0.251, 0.751, 87.7, 0.707, 90.3, 0.377, -178.3
 0.315, 0.782, 85.8, 0.699, 90.2, 0.361, -177.2
 0.378, 0.831, 84.7, 0.66, 88.3, 0.337, -175.3
 0.442, 0.909, 83.5, 0.498, 84.5, 0.294, -173.5
 0.506, 1.16, 82.9, 1.434, 12.1, 0.321, -143.1
 0.569, 1.515, 85.2, 0.871, 61.8, 0.279, -162.8
 0.633, 2.245, 139.2, 0.647, 60.8, 0.184, -158.8
 0.696, 0.856, -147, 0.452, 59, 0.144, -167
 0.760, 0.189, -137.3, 0.311, 58.3, 0.095, -159.3
 0.823, 0.016, 131.1, 0.176, 57.9, 0.045, -153.9

 *SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=90
 *RAOS NUMB=10, SIGN=1
 TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)
 0.251, 0.003, -170, 0.973, -90, 1.001, 0
 0.315, 0.006, -171, 0.958, -90, 1.002, 0
 0.378, 0.011, -174, 0.94, -90, 1.005, 0
 0.442, 0.028, -177, 0.923, -90, 1.014, 1

0.506, 0.146, -106, 0.908, -88, 0.939, 2
 0.569, 0.034, -75, 0.887, -81, 1.018, -1
 0.633, 0.016, -131, 0.652, -68, 1.056, -3
 0.696, 0.005, 158, 0.36, -86, 1.092, -9
 0.76, 0.003, 25, 0.391, -109, 1.077, -18
 0.823, 0.008, -63, 0.4, -114, 0.966, -29
 TABL = (FREQ, ROLM, ROLA, PITM, PITA, YAWM, YAWA)
 0.251, 1.068, 90, 0, -180, 0.003, -132
 0.315, 1.129, 91, 0.002, 178, 0, 0
 0.378, 1.224, 91, 0.001, -105, 0.001, -46
 0.442, 1.39, 92, 0.011, -43, 0.004, -46
 0.506, 1.705, 99, 0.134, 37, 0.016, -102
 0.569, 2.257, 119, 0.058, 74, 0.016, -16
 0.633, 2.501, 164, 0.047, 24, 0.043, 37
 0.696, 1.74, -151, 0.033, -45, 0.051, 83
 0.76, 0.907, -127, 0.031, -105, 0.042, 106
 0.823, 0.49, -124, 0.04, -155, 0.036, 114

 *SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=135
 *RAOS NUMB=10, SIGN=1
 TABL = (FREQ, SRGM, SRGA, SWYM, SWYA, HEAM, HEAA)
 0.251, 0.679, 93.7, 0.680, -89.7, 0.985, -0.3
 0.315, 0.653, 96.8, 0.657, -90.8, 0.961, 0.8
 0.378, 0.619, 104.7, 0.623, -90.7, 0.922, 3.7
 0.442, 0.626, 127.5, 0.573, -90.5, 0.881, 13.5
 0.506, 1.419, -79.1, 0.493, -79.9, 0.549, 168.9
 0.569, 0.465, 44.2, 0.460, -77.2, 0.554, -27.8
 0.633, 0.355, 70.2, 0.248, -58.2, 0.489, -17.8
 0.696, 0.288, 81, 0.083, -106, 0.383, -19
 0.76, 0.207, 85.7, 0.072, -107.7, 0.214, -28.3
 0.823, 0.110, 87.1, 0.027, -50.1, 0.029, -18.9
 TABL = (FREQ, ROLM, ROLA, PITM, PITA, YAWM, YAWA)
 0.251, 0.751, 93.3, 0.710, -89.3, 0.396, -2.7
 0.315, 0.784, 95.2, 0.709, -88.2, 0.387, -3.8
 0.378, 0.834, 97.3, 0.719, -84.3, 0.376, -5.7
 0.442, 0.923, 100.5, 0.816, -72.5, 0.369, -10.5
 0.506, 1.097, 104.1, 1.357, 40.9, 0.211, -47.9
 0.569, 1.272, 129.8, 0.195, -147.8, 0.241, -2.7
 0.633, 1.324, -179.2, 0.243, 74.2, 0.216, -7.2
 0.696, 0.737, -119, 0.257, 80, 0.150, -12
 0.76, 0.221, -92.7, 0.221, 77.7, 0.107, -25.7
 0.823, 0.043, -106.1, 0.152, 71, 0.069, -39.1

 *SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=180
 *RAOS NUMB=10, SIGN=1
 TABL = (FREQ, SRGM, SRGA, SWYM, SWYA, HEAM, HEAA)
 0.251, 0.948, 93.5, 0.002, 162.5, 0.970, 0.5
 0.315, 0.894, 97.5, 0.004, 157.5, 0.924, 1.5
 0.378, 0.819, 107.5, 0.009, 149.5, 0.846, 6.5
 0.442, 0.810, 136.3, 0.023, 133.7, 0.772, 24.3
 0.506, 2.250, 109.9, 0.102, 30.1, 1.352, -177.1
 0.569, 0.595, 37.4, 0.017, -61.4, 0.416, -58.6
 0.633, 0.317, 60.8, 0.019, -145.8, 0.210, -37.2
 0.696, 0.152, 78.9, 0.012, -110.9, 0.066, 179.9
 0.76, 0.043, 115.2, 0.007, -136.2, 0.089, 95.2
 0.823, 0.031, 49.1, 0.004, -163.1, 0.126, 100.1
 TABL = (FREQ, ROLM, ROLA, PITM, PITA, YAWM, YAWA)
 0.251, 0.003, 169.5, 0.994, -89.5, 0.019, -12.5
 0.315, 0.003, 163.5, 0.984, -87.5, 0.026, -20.5
 0.378, 0.008, 150.5, 0.980, -83.5, 0.039, -30.5
 0.442, 0.025, 130.7, 1.090, 112.3, 0.072, -47.3
 0.506, 0.181, -155.9, 2.027, 51.9, 0.278, -152.9
 0.569, 0.073, -54.4, 0.335, -170.6, 0.048, 125.6
 0.633, 0.132, -29.8, 0.244, 44.8, 0.020, 10.2
 0.696, 0.031, -135.9, 0.162, 56.9, 0.008, 75.1
 0.76, 0.009, -155.2, 0.086, 68.2, 0.004, -140.2
 0.823, 0.004, -0.1, 0.038, 106.1, 0.002, -1.1
 *RUN
 *END

INPUT DATA OFFPIPE UNTUK MODEL 4

```
*HEAD HEAD='Instalasi Pipeline 14 in', JOB='01', USER='rainier', UNIT=2
*PROF ROW=1, NUMB=1, TYPE=1, TITL='Pipeline Elevation & Total Pipe Stress',
ORDL='Pipe Elevation Y Coordinate', ABSL='Pipe Elevation X Coordinate', ORDI=2,
ABSC=1
*PRIN STRA=0, DNVS=1, STAT=1, SUMM=1, SUPP=1
*PIPE ROW=1, LENG=12, ELAS=207000, POIS=0.3, DIAM=35.56, WALL=2.22, YIEL=450,
CD=0.7, CM=2.29
*COAT ROW=1, DSTE=78500, LENG=12, FJNT=0.3, DJNT=10250
*GEOM LENG=60, DEPT=1426
*BARG NUMB=10, GEOM=1, DECK=2.8, TRIM=0
TABL = (X,Y,SUPP,DAVI)
119.7, 1.5, 1,
107.5, 1.5, 1,
95.3, 1.5, 1,
83.1, 1.5, 1,
70.9, 1.5, 2,
58.7, 1.5, 2,
46.5, 1.5, 2,
34.2, 1.5, 1,
21.4, 1.4, 1,
8.4, 0.81, 1,
*TENS TENS=1204
*STIN NUMB=9, GEOM=2, TYPE=5, RAD=96.2, XHIT=0.46, YHIT=-1.4, ROTA=0
TABL = (X,Y,SUPP,SECT,LENG)
-9.86, -3.59, 1, ,
-19.73, -7.18, 1, ,
-29.60, -10.77, 1, ,
-39.47, -14.36, 1, ,
-49.33, -17.95, 1, ,
-60.08, -25.48, 1, ,
-70.84, -33.01, 1, ,
-80.12, -42.29, 1, ,
-89.40, -51.57, 1, ,
*TIME STEP=0.2, STAR=60, STOP=10860, SAMP=0.4
*WAVE HEIG=2.87, PERI=7.5

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=0
*RAOS NUMB=10, SIGN=1
TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)
0.251, 0.944, -92.5, 0.002, -163.5, 0.973, 1.5
0.315, 0.87, -96.5, 0.004, -158.5, 0.944, 2.5
0.378, 0.708, -104.5, 0.009, -152.5, 0.936, 6.5
0.442, 0.416, -145.3, 0.022, -150.7, 1.073, 9.7
0.506, 2.909, -157.9, 0.098, 124.9, 2.054, 70.1
0.569, 0.809, -109.4, 0.015, 55.4, 0.444, 63.6
0.633, 0.336, -101.8, 0.016, -5.2, 0.332, 62.2
0.696, 0.14, -79.9, 0.008, 57.9, 0.285, 84.1
0.76, 0.06, -40.2, 0.004, 59.2, 0.277, 102.8
0.823, 0.03, 21.9, 0.001, 73.1, 0.23, 119.9
TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
0.251, 0.003, -172.5, 0.992, 90.5, 0.019, 10.5
0.315, 0.003, -168.5, 0.958, 89.5, 0.026, 17.5
0.378, 0.008, -163.5, 0.85, 87.5, 0.039, 23.5
0.442, 0.026, -161.7, 0.496, 89.7, 0.072, 25.3
0.506, 0.177, 118.9, 2.306, -14.9, 0.268, -58.1
0.569, 0.065, 67.4, 0.944, 44.6, 0.043, -116.6
0.633, 0.114, 114.8, 0.47, 51.2, 0.015, -114.2
0.696, 0.023, -140.1, 0.225, 72.1, 0.006, -127.1
0.76, 0.007, -131.8, 0.141, 112.8, 0.003, -135.8
0.823, 0.003, -124.9, 0.12, 144.9, 0.001, -151.9

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=45
*RAOS NUMB=10, SIGN=1
TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)
0.251, 0.681, -91.7, 0.68, -90.3, 0.987, 1.3
0.315, 0.65, -93.8, 0.658, -90.2, 0.97, 2.2
0.378, 0.585, -99.7, 0.627, -90.3, 0.959, 3.3
0.442, 0.453, -122.5, 0.586, -91.5, 1.016, 7.5
0.506, 1.813, -136.9, 0.486, -92.1, 1.145, 62.1
0.569, 0.698, -98.2, 0.504, -87.8, 0.522, 17.8
```

0.633, 0.42, -99.2, 0.418, -53.8, 0.481, 15.8
0.696, 0.252, -97, 0.05, -65, 0.383, 22
0.76, 0.139, -92.7, 0.054, -135.3, 0.28, 36.3
0.823, 0.061, -81.1, 0.055, -176.9, 0.234, 56.9
TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
0.251, 0.751, 87.7, 0.707, 90.3, 0.377, -178.3
0.315, 0.782, 85.8, 0.699, 90.2, 0.361, -177.2
0.378, 0.831, 84.7, 0.66, 88.3, 0.337, -175.3
0.442, 0.909, 83.5, 0.498, 84.5, 0.294, -173.5
0.506, 1.16, 82.9, 1.434, 12.1, 0.321, -143.1
0.569, 1.515, 85.2, 0.871, 61.8, 0.279, -162.8
0.633, 2.245, 139.2, 0.647, 60.8, 0.184, -158.8
0.696, 0.856, -147, 0.452, 59, 0.144, -167
0.760, 0.189, -137.3, 0.311, 58.3, 0.095, -159.3
0.823, 0.016, 131.1, 0.176, 57.9, 0.045, -153.9

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=90

*RAOS NUMB=10, SIGN=1

TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)

0.251, 0.003, -170, 0.973, -90, 1.001, 0

0.315, 0.006, -171, 0.958, -90, 1.002, 0

0.378, 0.011, -174, 0.94, -90, 1.005, 0

0.442, 0.028, -177, 0.923, -90, 1.014, 1

0.506, 0.146, -106, 0.908, -88, 0.939, 2

0.569, 0.034, -75, 0.887, -81, 1.018, -1

0.633, 0.016, -131, 0.652, -68, 1.056, -3

0.696, 0.005, 158, 0.36, -86, 1.092, -9

0.76, 0.003, 25, 0.391, -109, 1.077, -18

0.823, 0.008, -63, 0.4, -114, 0.966, -29

TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)

0.251, 1.068, 90, 0, -180, 0.003, -132

0.315, 1.129, 91, 0.002, 178, 0, 0

0.378, 1.224, 91, 0.001, -105, 0.001, -46

0.442, 1.39, 92, 0.011, -43, 0.004, -46

0.506, 1.705, 99, 0.134, 37, 0.016, -102

0.569, 2.257, 119, 0.058, 74, 0.016, -16

0.633, 2.501, 164, 0.047, 24, 0.043, 37

0.696, 1.74, -151, 0.033, -45, 0.051, 83

0.76, 0.907, -127, 0.031, -105, 0.042, 106

0.823, 0.49, -124, 0.04, -155, 0.036, 114

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=135

*RAOS NUMB=10, SIGN=1

TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)

0.251, 0.679, 93.7, 0.680, -89.7, 0.985, -0.3

0.315, 0.653, 96.8, 0.657, -90.8, 0.961, 0.8

0.378, 0.619, 104.7, 0.623, -90.7, 0.922, 3.7

0.442, 0.626, 127.5, 0.573, -90.5, 0.881, 13.5

0.506, 1.419, -79.1, 0.493, -79.9, 0.549, 168.9

0.569, 0.465, 44.2, 0.460, -77.2, 0.554, -27.8

0.633, 0.355, 70.2, 0.248, -58.2, 0.489, -17.8

0.696, 0.288, 81, 0.083, -106, 0.383, -19

0.76, 0.207, 85.7, 0.072, -107.7, 0.214, -28.3

0.823, 0.110, 87.1, 0.027, -50.1, 0.029, -18.9

TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)

0.251, 0.751, 93.3, 0.710, -89.3, 0.396, -2.7

0.315, 0.784, 95.2, 0.709, -88.2, 0.387, -3.8

0.378, 0.834, 97.3, 0.719, -84.3, 0.376, -5.7

0.442, 0.923, 100.5, 0.816, -72.5, 0.369, -10.5

0.506, 1.097, 104.1, 1.357, 40.9, 0.211, -47.9

0.569, 1.272, 129.8, 0.195, -147.8, 0.241, -2.7

0.633, 1.324, -179.2, 0.243, 74.2, 0.216, -7.2

0.696, 0.737, -119, 0.257, 80, 0.150, -12

0.76, 0.221, -92.7, 0.221, 77.7, 0.107, -25.7

0.823, 0.043, -106.1, 0.152, 71, 0.069, -39.1

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=180

*RAOS NUMB=10, SIGN=1

TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)

0.251, 0.948, 93.5, 0.002, 162.5, 0.970, 0.5

0.315, 0.894, 97.5, 0.004, 157.5, 0.924, 1.5

0.378, 0.819, 107.5, 0.009, 149.5, 0.846, 6.5

0.442, 0.810, 136.3, 0.023, 133.7, 0.772, 24.3

```

0.506, 2.250, 109.9, 0.102, 30.1, 1.352, -177.1
0.569, 0.595, 37.4, 0.017, -61.4, 0.416, -58.6
0.633, 0.317, 60.8, 0.019, -145.8, 0.210, -37.2
0.696, 0.152, 78.9, 0.012, -110.9, 0.066, 179.9
0.76, 0.043, 115.2, 0.007, -136.2, 0.089, 95.2
0.823, 0.031, 49.1, 0.004, -163.1, 0.126, 100.1
TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
0.251, 0.003, 169.5, 0.994, -89.5, 0.019, -12.5
0.315, 0.003, 163.5, 0.984, -87.5, 0.026, -20.5
0.378, 0.008, 150.5, 0.980, -83.5, 0.039, -30.5
0.442, 0.025, 130.7, 1.090, 112.3, 0.072, -47.3
0.506, 0.181, -155.9, 2.027, 51.9, 0.278, -152.9
0.569, 0.073, -54.4, 0.335, -170.6, 0.048, 125.6
0.633, 0.132, -29.8, 0.244, 44.8, 0.020, 10.2
0.696, 0.031, -135.9, 0.162, 56.9, 0.008, 75.1
0.76, 0.009, -155.2, 0.086, 68.2, 0.004, -140.2
0.823, 0.004, -0.1, 0.038, 106.1, 0.002, -1.1
*RUN
*END

```

INPUT DATA OFFPIPE UNTUK MODEL 5

```

*HEAD HEAD='Instalasi Pipeline 14 in', JOB='01', USER='rainier', UNIT=2
*PROF ROW=1, NUMB=1, TYPE=1, TITL='Pipeline Elevation & Total Pipe Stress',
ORDL='Pipe Elevation Y Coordinate', ABSL='Pipe Elevation X Coordinate', ORDI=2,
ABSC=1
*PRIN STRA=0, DNVS=1, STAT=1, SUMM=1, SUPP=1
*PIPE ROW=1, LENG=12, ELAS=207000, POIS=0.3, DIAM=35.56, WALL=2.22, YIEL=450,
CD=0.7, CM=2.29
*COAT ROW=1, DSTE=78500, LENG=12, FJNT=0.3, DJNT=10250
*GEOM LENG=60, DEPT=1426
*BARG NUMB=10, GEOM=1, DECK=2.8, TRIM=0
TABL = (X,Y,SUPP,DAVI)
119.7, 1.5, 1,
107.5, 1.5, 1,
95.3, 1.5, 1,
83.1, 1.5, 1,
70.9, 1.5, 2,
58.7, 1.5, 2,
46.5, 1.5, 2,
34.2, 1.5, 1,
21.4, 1.4, 1,
8.4, 0.81, 1,
*TENS TENS=1250
*STIN NUMB=9, GEOM=2, TYPE=5, RADI=96.2, XHIT=0.46, YHIT=-1.4, ROTA=0
TABL = (X,Y,SUPP,SECT,LENG)
-9.86, -3.59, 1, ,
-19.73, -7.18, 1, ,
-29.60, -10.77, 1, ,
-39.47, -14.36, 1, ,
-49.33, -17.95, 1, ,
-60.08, -25.48, 1, ,
-70.84, -33.01, 1, ,
-78.36, -43.76, 1, ,
-85.89, -54.52, 1, ,
*TIME STEP=0.2, STAR=60, STOP=10860, SAMP=0.4
*WAVE HEIG=2.87, PERI=7.5

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=0
*RAOS NUMB=10, SIGN=1
TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)
0.251, 0.944, -92.5, 0.002, -163.5, 0.973, 1.5
0.315, 0.87, -96.5, 0.004, -158.5, 0.944, 2.5
0.378, 0.708, -104.5, 0.009, -152.5, 0.936, 6.5
0.442, 0.416, -145.3, 0.022, -150.7, 1.073, 9.7
0.506, 2.909, -157.9, 0.098, 124.9, 2.054, 70.1
0.569, 0.809, -109.4, 0.015, 55.4, 0.444, 63.6

```

0.633, 0.336, -101.8, 0.016, -5.2, 0.332, 62.2
0.696, 0.14, -79.9, 0.008, 57.9, 0.285, 84.1
0.76, 0.06, -40.2, 0.004, 59.2, 0.277, 102.8
0.823, 0.03, 21.9, 0.001, 73.1, 0.23, 119.9
TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
0.251, 0.003, -172.5, 0.992, 90.5, 0.019, 10.5
0.315, 0.003, -168.5, 0.958, 89.5, 0.026, 17.5
0.378, 0.008, -163.5, 0.85, 87.5, 0.039, 23.5
0.442, 0.026, -161.7, 0.496, 89.7, 0.072, 25.3
0.506, 0.177, 118.9, 2.306, -14.9, 0.268, -58.1
0.569, 0.065, 67.4, 0.944, 44.6, 0.043, -116.6
0.633, 0.114, 114.8, 0.47, 51.2, 0.015, -114.2
0.696, 0.023, -140.1, 0.225, 72.1, 0.006, -127.1
0.76, 0.007, -131.8, 0.141, 112.8, 0.003, -135.8
0.823, 0.003, -124.9, 0.12, 144.9, 0.001, -151.9

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=45

*RAOS NUMB=10, SIGN=1

TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)

0.251, 0.681, -91.7, 0.68, -90.3, 0.987, 1.3
0.315, 0.65, -93.8, 0.658, -90.2, 0.97, 2.2
0.378, 0.585, -99.7, 0.627, -90.3, 0.959, 3.3
0.442, 0.453, -122.5, 0.586, -91.5, 1.016, 7.5
0.506, 1.813, -136.9, 0.486, -92.1, 1.145, 62.1
0.569, 0.698, -98.2, 0.504, -87.8, 0.522, 17.8
0.633, 0.42, -99.2, 0.418, -53.8, 0.481, 15.8
0.696, 0.252, -97, 0.05, -65, 0.383, 22
0.76, 0.139, -92.7, 0.054, -135.3, 0.28, 36.3
0.823, 0.061, -81.1, 0.055, -176.9, 0.234, 56.9
TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
0.251, 0.751, 87.7, 0.707, 90.3, 0.377, -178.3
0.315, 0.782, 85.8, 0.699, 90.2, 0.361, -177.2
0.378, 0.831, 84.7, 0.66, 88.3, 0.337, -175.3
0.442, 0.909, 83.5, 0.498, 84.5, 0.294, -173.5
0.506, 1.16, 82.9, 1.434, 12.1, 0.321, -143.1
0.569, 1.515, 85.2, 0.871, 61.8, 0.279, -162.8
0.633, 2.245, 139.2, 0.647, 60.8, 0.184, -158.8
0.696, 0.856, -147, 0.452, 59, 0.144, -167
0.760, 0.189, -137.3, 0.311, 58.3, 0.095, -159.3
0.823, 0.016, 131.1, 0.176, 57.9, 0.045, -153.9

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=90

*RAOS NUMB=10, SIGN=1

TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)

0.251, 0.003, -170, 0.973, -90, 1.001, 0
0.315, 0.006, -171, 0.958, -90, 1.002, 0
0.378, 0.011, -174, 0.94, -90, 1.005, 0
0.442, 0.028, -177, 0.923, -90, 1.014, 1
0.506, 0.146, -106, 0.908, -88, 0.939, 2
0.569, 0.034, -75, 0.887, -81, 1.018, -1
0.633, 0.016, -131, 0.652, -68, 1.056, -3
0.696, 0.005, 158, 0.36, -86, 1.092, -9
0.76, 0.003, 25, 0.391, -109, 1.077, -18
0.823, 0.008, -63, 0.4, -114, 0.966, -29
TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
0.251, 1.068, 90, 0, -180, 0.003, -132
0.315, 1.129, 91, 0.002, 178, 0, 0
0.378, 1.224, 91, 0.001, -105, 0.001, -46
0.442, 1.39, 92, 0.011, -43, 0.004, -46
0.506, 1.705, 99, 0.134, 37, 0.016, -102
0.569, 2.257, 119, 0.058, 74, 0.016, -16
0.633, 2.501, 164, 0.047, 24, 0.043, 37
0.696, 1.74, -151, 0.033, -45, 0.051, 83
0.76, 0.907, -127, 0.031, -105, 0.042, 106
0.823, 0.49, -124, 0.04, -155, 0.036, 114

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=135

*RAOS NUMB=10, SIGN=1

TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)

0.251, 0.679, 93.7, 0.680, -89.7, 0.985, -0.3
0.315, 0.653, 96.8, 0.657, -90.8, 0.961, 0.8
0.378, 0.619, 104.7, 0.623, -90.7, 0.922, 3.7
0.442, 0.626, 127.5, 0.573, -90.5, 0.881, 13.5


```

0.506, 1.419, -79.1, 0.493, -79.9, 0.549, 168.9
0.569, 0.465, 44.2, 0.460, -77.2, 0.554, -27.8
0.633, 0.355, 70.2, 0.248, -58.2, 0.489, -17.8
0.696, 0.288, 81, 0.083, -106, 0.383, -19
0.76, 0.207, 85.7, 0.072, -107.7, 0.214, -28.3
0.823, 0.110, 87.1, 0.027, -50.1, 0.029, -18.9
TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
0.251, 0.751, 93.3, 0.710, -89.3, 0.396, -2.7
0.315, 0.784, 95.2, 0.709, -88.2, 0.387, -3.8
0.378, 0.834, 97.3, 0.719, -84.3, 0.376, -5.7
0.442, 0.923, 100.5, 0.816, -72.5, 0.369, -10.5
0.506, 1.097, 104.1, 1.357, 40.9, 0.211, -47.9
0.569, 1.272, 129.8, 0.195, -147.8, 0.241, -2.7
0.633, 1.324, -179.2, 0.243, 74.2, 0.216, -7.2
0.696, 0.737, -119, 0.257, 80, 0.150, -12
0.76, 0.221, -92.7, 0.221, 77.7, 0.107, -25.7
0.823, 0.043, -106.1, 0.152, 71, 0.069, -39.1

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=180
*RAOS NUMB=10, SIGN=1
TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)
0.251, 0.948, 93.5, 0.002, 162.5, 0.970, 0.5
0.315, 0.894, 97.5, 0.004, 157.5, 0.924, 1.5
0.378, 0.819, 107.5, 0.009, 149.5, 0.846, 6.5
0.442, 0.810, 136.3, 0.023, 133.7, 0.772, 24.3
0.506, 2.250, 109.9, 0.102, 30.1, 1.352, -177.1
0.569, 0.595, 37.4, 0.017, -61.4, 0.416, -58.6
0.633, 0.317, 60.8, 0.019, -145.8, 0.210, -37.2
0.696, 0.152, 78.9, 0.012, -110.9, 0.066, 179.9
0.76, 0.043, 115.2, 0.007, -136.2, 0.089, 95.2
0.823, 0.031, 49.1, 0.004, -163.1, 0.126, 100.1
TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
0.251, 0.003, 169.5, 0.994, -89.5, 0.019, -12.5
0.315, 0.003, 163.5, 0.984, -87.5, 0.026, -20.5
0.378, 0.008, 150.5, 0.980, -83.5, 0.039, -30.5
0.442, 0.025, 130.7, 1.090, 112.3, 0.072, -47.3
0.506, 0.181, -155.9, 2.027, 51.9, 0.278, -152.9
0.569, 0.073, -54.4, 0.335, -170.6, 0.048, 125.6
0.633, 0.132, -29.8, 0.244, 44.8, 0.020, 10.2
0.696, 0.031, -135.9, 0.162, 56.9, 0.008, 75.1
0.76, 0.009, -155.2, 0.086, 68.2, 0.004, -140.2
0.823, 0.004, -0.1, 0.038, 106.1, 0.002, -1.1
*RUN
*END

```

INPUT DATA OFFPIPE UNTUK MODEL 6

```

*HEAD HEAD='Instalasi Pipeline 14 in', JOB='01', USER='rainier', UNIT=2
*PROF ROW=1, NUMB=1, TYPE=1, TITL='Pipeline Elevation & Total Pipe Stress',
ORDL='Pipe Elevation Y Coordinate', ABSL='Pipe Elevation X Coordinate', ORD1=2,
ABSC=1
*PRIN STRA=0, DNVS=1, STAT=1, SUMM=1, SUPP=1
*PIPE ROW=1, LENG=12, ELAS=207000, POIS=0.3, DIAM=35.56, WALL=2.22, YIEL=450,
CD=0.7, CM=2.29
*COAT ROW=1, DSTE=78500, LENG=12, FJNT=0.3, DJNT=10250
*GEOM LENG=60, DEPT=1426
*BARG NUMB=10, GEOM=1, DECK=2.8, TRIM=0
TABL = (X,Y,SUPP,DAVI)
119.7, 1.5, 1,
107.5, 1.5, 1,
95.3, 1.5, 1,
83.1, 1.5, 1,
70.9, 1.5, 2,
58.7, 1.5, 2,
46.5, 1.5, 2,
34.2, 1.5, 1,
21.4, 1.4, 1,

```

8.4, 0.81, 1,
 *TENS TENS=1204
 *STIN NUMB=9, GEOM=2, TYPE=5, RAD=96.2, XHIT=0.46, YHIT=-1.4, ROTA=0
 TABL = (X,Y,SUPP,SECT,LENG)
 -9.86, -3.59, 1, ,
 -19.73, -7.18, 1, ,
 -29.60, -10.77, 1, ,
 -39.47, -14.36, 1, ,
 -49.33, -17.95, 1, ,
 -60.08, -25.48, 1, ,
 -70.84, -33.01, 1, ,
 -77.40, -44.38, 1, ,
 -83.96, -55.75, 1, ,
 *TIME STEP=0.2, STAR=60, STOP=10860, SAMP=0.4
 *WAVE HEIG=2.87, PERI=7.5

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=0
 *RAOS NUMB=10, SIGN=1
 TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)
 0.251, 0.944, -92.5, 0.002, -163.5, 0.973, 1.5
 0.315, 0.87, -96.5, 0.004, -158.5, 0.944, 2.5
 0.378, 0.708, -104.5, 0.009, -152.5, 0.936, 6.5
 0.442, 0.416, -145.3, 0.022, -150.7, 1.073, 9.7
 0.506, 2.909, -157.9, 0.098, 124.9, 2.054, 70.1
 0.569, 0.809, -109.4, 0.015, 55.4, 0.444, 63.6
 0.633, 0.336, -101.8, 0.016, -5.2, 0.332, 62.2
 0.696, 0.14, -79.9, 0.008, 57.9, 0.285, 84.1
 0.76, 0.06, -40.2, 0.004, 59.2, 0.277, 102.8
 0.823, 0.03, 21.9, 0.001, 73.1, 0.23, 119.9
 TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
 0.251, 0.003, -172.5, 0.992, 90.5, 0.019, 10.5
 0.315, 0.003, -168.5, 0.958, 89.5, 0.026, 17.5
 0.378, 0.008, -163.5, 0.85, 87.5, 0.039, 23.5
 0.442, 0.026, -161.7, 0.496, 89.7, 0.072, 25.3
 0.506, 0.177, 118.9, 2.306, -14.9, 0.268, -58.1
 0.569, 0.065, 67.4, 0.944, 44.6, 0.043, -116.6
 0.633, 0.114, 114.8, 0.47, 51.2, 0.015, -114.2
 0.696, 0.023, -140.1, 0.225, 72.1, 0.006, -127.1
 0.76, 0.007, -131.8, 0.141, 112.8, 0.003, -135.8
 0.823, 0.003, -124.9, 0.12, 144.9, 0.001, -151.9

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=45
 *RAOS NUMB=10, SIGN=1
 TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)
 0.251, 0.681, -91.7, 0.68, -90.3, 0.987, 1.3
 0.315, 0.65, -93.8, 0.658, -90.2, 0.97, 2.2
 0.378, 0.585, -99.7, 0.627, -90.3, 0.959, 3.3
 0.442, 0.453, -122.5, 0.586, -91.5, 1.016, 7.5
 0.506, 1.813, -136.9, 0.486, -92.1, 1.145, 62.1
 0.569, 0.698, -98.2, 0.504, -87.8, 0.522, 17.8
 0.633, 0.42, -99.2, 0.418, -53.8, 0.481, 15.8
 0.696, 0.252, -97, 0.05, -65, 0.383, 22
 0.76, 0.139, -92.7, 0.054, -135.3, 0.28, 36.3
 0.823, 0.061, -81.1, 0.055, -176.9, 0.234, 56.9
 TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
 0.251, 0.751, 87.7, 0.707, 90.3, 0.377, -178.3
 0.315, 0.782, 85.8, 0.699, 90.2, 0.361, -177.2
 0.378, 0.831, 84.7, 0.66, 88.3, 0.337, -175.3
 0.442, 0.909, 83.5, 0.498, 84.5, 0.294, -173.5
 0.506, 1.16, 82.9, 1.434, 12.1, 0.321, -143.1
 0.569, 1.515, 85.2, 0.871, 61.8, 0.279, -162.8
 0.633, 2.245, 139.2, 0.647, 60.8, 0.184, -158.8
 0.696, 0.856, -147, 0.452, 59, 0.144, -167
 0.760, 0.189, -137.3, 0.311, 58.3, 0.095, -159.3
 0.823, 0.016, 131.1, 0.176, 57.9, 0.045, -153.9

*SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=90
 *RAOS NUMB=10, SIGN=1
 TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)
 0.251, 0.003, -170, 0.973, -90, 1.001, 0
 0.315, 0.006, -171, 0.958, -90, 1.002, 0
 0.378, 0.011, -174, 0.94, -90, 1.005, 0
 0.442, 0.028, -177, 0.923, -90, 1.014, 1

0.506, 0.146, -106, 0.908, -88, 0.939, 2
 0.569, 0.034, -75, 0.887, -81, 1.018, -1
 0.633, 0.016, -131, 0.652, -68, 1.056, -3
 0.696, 0.005, 158, 0.36, -86, 1.092, -9
 0.76, 0.003, 25, 0.391, -109, 1.077, -18
 0.823, 0.008, -63, 0.4, -114, 0.966, -29
 TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
 0.251, 1.068, 90, 0, -180, 0.003, -132
 0.315, 1.129, 91, 0.002, 178, 0, 0
 0.378, 1.224, 91, 0.001, -105, 0.001, -46
 0.442, 1.39, 92, 0.011, -43, 0.004, -46
 0.506, 1.705, 99, 0.134, 37, 0.016, -102
 0.569, 2.257, 119, 0.058, 74, 0.016, -16
 0.633, 2.501, 164, 0.047, 24, 0.043, 37
 0.696, 1.74, -151, 0.033, -45, 0.051, 83
 0.76, 0.907, -127, 0.031, -105, 0.042, 106
 0.823, 0.49, -124, 0.04, -155, 0.036, 114

 *SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=135
 *RAOS NUMB=10, SIGN=1
 TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)
 0.251, 0.679, 93.7, 0.680, -89.7, 0.985, -0.3
 0.315, 0.653, 96.8, 0.657, -90.8, 0.961, 0.8
 0.378, 0.619, 104.7, 0.623, -90.7, 0.922, 3.7
 0.442, 0.626, 127.5, 0.573, -90.5, 0.881, 13.5
 0.506, 1.419, -79.1, 0.493, -79.9, 0.549, 168.9
 0.569, 0.465, 44.2, 0.460, -77.2, 0.554, -27.8
 0.633, 0.355, 70.2, 0.248, -58.2, 0.489, -17.8
 0.696, 0.288, 81, 0.083, -106, 0.383, -19
 0.76, 0.207, 85.7, 0.072, -107.7, 0.214, -28.3
 0.823, 0.110, 87.1, 0.027, -50.1, 0.029, -18.9
 TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
 0.251, 0.751, 93.3, 0.710, -89.3, 0.396, -2.7
 0.315, 0.784, 95.2, 0.709, -88.2, 0.387, -3.8
 0.378, 0.834, 97.3, 0.719, -84.3, 0.376, -5.7
 0.442, 0.923, 100.5, 0.816, -72.5, 0.369, -10.5
 0.506, 1.097, 104.1, 1.357, 40.9, 0.211, -47.9
 0.569, 1.272, 129.8, 0.195, -147.8, 0.241, -2.7
 0.633, 1.324, -179.2, 0.243, 74.2, 0.216, -7.2
 0.696, 0.737, -119, 0.257, 80, 0.150, -12
 0.76, 0.221, -92.7, 0.221, 77.7, 0.107, -25.7
 0.823, 0.043, -106.1, 0.152, 71, 0.069, -39.1

 *SPEC NUMB=20, CO=0.322805, EX=0.15676, FMIN=0.251, FMAX=0.823, DIRE=180
 *RAOS NUMB=10, SIGN=1
 TABL = (FREQ,SRGM,SRGA,SWYM,SWYA,HEAM,HEAA)
 0.251, 0.948, 93.5, 0.002, 162.5, 0.970, 0.5
 0.315, 0.894, 97.5, 0.004, 157.5, 0.924, 1.5
 0.378, 0.819, 107.5, 0.009, 149.5, 0.846, 6.5
 0.442, 0.810, 136.3, 0.023, 133.7, 0.772, 24.3
 0.506, 2.250, 109.9, 0.102, 30.1, 1.352, -177.1
 0.569, 0.595, 37.4, 0.017, -61.4, 0.416, -58.6
 0.633, 0.317, 60.8, 0.019, -145.8, 0.210, -37.2
 0.696, 0.152, 78.9, 0.012, -110.9, 0.066, 179.9
 0.76, 0.043, 115.2, 0.007, -136.2, 0.089, 95.2
 0.823, 0.031, 49.1, 0.004, -163.1, 0.126, 100.1
 TABL = (FREQ,ROLM,ROLA,PITM,PITA,YAWM,YAWA)
 0.251, 0.003, 169.5, 0.994, -89.5, 0.019, -12.5
 0.315, 0.003, 163.5, 0.984, -87.5, 0.026, -20.5
 0.378, 0.008, 150.5, 0.980, -83.5, 0.039, -30.5
 0.442, 0.025, 130.7, 1.090, 112.3, 0.072, -47.3
 0.506, 0.181, -155.9, 2.027, 51.9, 0.278, -152.9
 0.569, 0.073, -54.4, 0.335, -170.6, 0.048, 125.6
 0.633, 0.132, -29.8, 0.244, 44.8, 0.020, 10.2
 0.696, 0.031, -135.9, 0.162, 56.9, 0.008, 75.1
 0.76, 0.009, -155.2, 0.086, 68.2, 0.004, -140.2
 0.823, 0.004, -0.1, 0.038, 106.1, 0.002, -1.1
 *RUN
 *END

OUTPUT UNTUK MODEL 1

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	DATE - 6/26/2018	TIME - 11:31:41	PAGE 8
PROJECT - Instalasi Pipeline 14 in	LICENSED TO: ZAIN	JOB NO. - 01	
USER ID - rainier		-PT NERO	CASE 1

=====

D Y N A M I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESS VERT (MPA)	STRESSES HORIZ (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCNT YIELD (PCT)
1	LAYBARGE	119.70	4.30	.00	.000	.068	.000	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	107.50	4.30	.00	.000	-.018	12.200	.00	.00	-15.72	.00	13.36	2.97
5	LAYBARGE	95.30	4.30	.00	.000	.005	24.400	.00	.00	-11.52	.00	9.79	2.18
7	LAYBARGE	83.10	4.30	.00	.000	-.001	36.600	.00	.00	-12.63	.00	10.74	2.39
9	TENSIONR	70.90	4.30	.00	.000	.001	48.800	17.27	.00	-12.38	.00	27.79	6.17
11	TENSIONR	58.70	4.30	.00	.000	-.001	61.000	34.53	.00	-12.26	.00	44.95	9.99
13	TENSIONR	46.50	4.30	.00	.000	.003	73.200	51.79	.00	-13.07	.00	62.89	13.98
15	LAYBARGE	34.20	4.30	.00	.000	-.013	85.500	51.79	.00	-10.10	.00	60.37	13.42
17	LAYBARGE	21.40	4.26	.00	.000	.611	98.301	51.77	.00	-95.17	.00	132.67	29.48
19	LAYBARGE	8.41	3.61	.00	.000	7.264	111.315	51.13	.00	-754.91	.00	692.80	153.96
22	STINGER	-9.93	-.48	.00	.000	15.060	130.116	51.38	-.04	-110.53	.00	145.36	32.30
24	STINGER	-20.03	-3.39	.00	.000	17.390	140.629	51.11	-.27	-228.75	.00	245.69	54.60
26	STINGER	-29.87	-7.08	.00	.000	25.468	151.149	49.97	-.57	-925.28	.00	836.74	185.94
28	STINGER	-38.90	-12.43	.00	.000	34.268	161.660	50.34	-1.00	-330.46	.00	331.74	73.72
30	STINGER	-47.30	-18.76	.00	.000	40.310	172.185	49.66	-1.51	-533.13	.00	503.58	111.91
32	STINGER	-56.76	-27.85	.00	.000	46.392	185.303	49.19	-2.24	-221.04	.00	238.21	52.94
34	STINGER	-65.27	-37.84	.00	.000	54.551	198.442	47.81	-3.05	-783.41	.00	715.24	158.94
36	STINGER	-71.88	-49.24	.00	.000	63.894	211.629	47.43	-3.96	-359.09	.00	354.65	78.81
38	STINGER	-76.55	-61.56	.00	.000	77.724	224.838	44.77	-4.95	-1318.02	.00	1167.57	259.46
40	SAGBEND	-78.52	-121.35	.00	.000	88.958	284.795	41.16	-9.77	-107.89	.00	138.01	30.67
41	SAGBEND	-78.70	-181.35	.00	.000	89.905	344.798	36.46	-14.60	-8.58	.00	52.60	11.69
42	SAGBEND	-78.72	-241.35	.00	.000	89.983	404.798	31.75	-19.43	-.66	.00	45.27	10.06
43	SAGBEND	-78.73	-301.35	.00	.000	89.9891#QNAN...		27.04	-24.26	-.04	.00	44.48	9.88
44	SAGBEND	-78.74	-361.35	.00	.000	89.9891#QNAN...		22.33	-29.09	.00	.00	44.66	9.92
45	SAGBEND	-78.76	-421.35	.00	.000	89.9881#QNAN...		17.62	-33.91	.01	.00	45.37	10.08
46	SAGBEND	-78.77	-481.35	.00	.000	89.9871#QNAN...		12.91	-38.74	.01	.00	46.57	10.35
47	SAGBEND	-78.78	-541.35	.00	.000	89.9871#QNAN...		8.20	-43.57	.01	.00	48.21	10.71
48	SAGBEND	-78.80	-601.35	.00	.000	89.9861#QNAN...		3.49	-48.40	.01	.00	50.25	11.17
49	SAGBEND	-78.81	-661.35	.00	.000	89.9841#QNAN...		-1.22	-53.23	.01	.00	52.64	11.70
50	SAGBEND	-78.83	-721.35	.00	.000	89.9831#QNAN...		-5.93	-58.06	.02	.00	55.34	12.30
51	SAGBEND	-78.85	-781.35	.00	.000	89.9811#QNAN...		-10.64	-62.89	.02	.00	58.31	12.96
52	SAGBEND	-78.87	-841.35	.00	.000	89.9801#QNAN...		-15.35	-67.72	.02	.00	61.51	13.67
53	SAGBEND	-78.89	-901.35	.00	.000	89.9771#QNAN...		-20.06	-72.55	.03	.00	64.90	14.42
54	SAGBEND	-78.92	-961.34	.00	.000	89.9741#QNAN...		-24.77	-77.38	.04	.00	68.45	15.21
55	SAGBEND	-78.95	-1021.34	.00	.000	89.9701#QNAN...		-29.48	-82.21	.05	.00	72.14	16.03
56	SAGBEND	-78.98	-1081.34	.00	.000	89.9651#QNAN...		-34.19	-87.04	.07	.00	75.96	16.88
57	SAGBEND	-79.02	-1141.34	.00	.000	89.9571#QNAN...		-38.90	-91.87	.13	.00	79.88	17.65
58	SAGBEND	-79.07	-1201.34	.00	.000	89.9311#QNAN...		-43.61	-96.70	.70	.00	83.91	18.75
59	SAGBEND	-79.23	-1261.34	.00	.000	89.6771#QNAN...		-48.32	-101.53	7.94	.00	88.40	19.65
60	SAGBEND	-80.51	-1321.33	.00	.000	86.9561#QNAN...		-53.03	-106.35	73.32	.00	111.29	24.73
61	SAGBEND	-90.73	-1380.20	.00	.000	68.9321#QNAN...		-57.80	-111.09	367.98	.00	329.40	73.20
62	SAGBEND	-136.06	-1422.57	.00	.000	14.5731#QNAN...		-61.24	-114.50	509.52	.00	448.19	99.60
63	SAGBEND	-195.78	-1425.90	.00	.000	.6271#QNAN...		-61.20	-114.77	50.12	.00	109.70	24.38
64	SEABED	-255.78	-1426.00	.00	.000	.0681#QNAN...		-61.20	-114.78	24.21	.00	102.35	22.74
65	SEABED	-315.78	-1426.01	.00	.000	.0171#QNAN...		-61.20	-114.78	5.80	.00	99.79	22.17
66	SEABED	-375.78	-1426.01	.00	.000	.0131#QNAN...		-61.20	-114.78	.00	.00	99.48	22.11

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	DATE - 6/26/2018	TIME - 11:31:41	PAGE 10
PROJECT - Instalasi Pipeline 14 in	LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON	JOB NO. - 01	
USER ID - rainier			CASE 1

=====

D Y N A M I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	SUPPORT VERT (KN)	REACTION HORIZ (KN)	SUPT SEPARATIONS VERT (M)	PIPE TENSION (KN)	BENDING MOMENTS VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
1	LAYBARGE	119.70	4.30	.00	8.78	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	107.50	4.30	.00	25.25	.00	.00	.00	-.01	-28.69	.00
5	LAYBARGE	95.30	4.30	.00	21.47	.00	.00	.00	.00	-21.03	.00
7	LAYBARGE	83.10	4.30	.00	22.47	.00	.00	.00	.00	-23.05	.00
9	TENSIONR	70.90	4.30	.00	22.24	.00	.00	.00	401.47	-22.59	.00
11	TENSIONR	58.70	4.30	.00	22.13	.00	.00	.00	802.80	-22.38	.00
13	TENSIONR	46.50	4.30	.00	22.89	.00	.00	.00	1204.13	-23.85	.00
15	LAYBARGE	34.20	4.30	.00	13.80	.00	.00	.00	1204.14	-18.44	.00
17	LAYBARGE	21.40	4.26	.00	.00	.00	.06	.00	1203.85	-173.70	.00
19	LAYBARGE	8.41	3.61	.00	385.31	.00	.00	.00	1188.92	-1377.82	.00
22	STINGER	-9.93	-.48	.00	9.39	.00	.00	.00	1195.25	-201.74	.00
24	STINGER	-20.03	-3.39	.00	.00	.00	.41	.00	1191.85	-417.51	.00
26	STINGER	-29.87	-7.08	.00	440.65	.00	.00	.00	1168.98	-1688.77	.00
28	STINGER	-38.90	-12.43	.00	.00	.00	.62	.00	1182.98	-603.15	.00
30	STINGER	-47.30	-18.76	.00	226.31	.00	.00	.00	1173.43	-973.04	.00
32	STINGER	-56.76	-27.85	.00	2.27	.00	.00	.00	1171.69	-403.43	.00
34	STINGER	-65.27	-37.84	.00	352.21	.00	.00	.00	1149.57	-1429.84	.00
36	STINGER	-71.88	-49.24	.00	.00	.00	1.49	.00	1152.04	-655.39	.00
38	STINGER	-76.55	-61.56	.00	540.72	.00	.00	.00	1102.46	-2405.58	.00
40	SAGBEND	-78.52	-121.35	.00	.00	.00	.00	.00	1078.22	-196.92	.00
41	SAGBEND	-78.70	-181.35	.00	.00	.00	.00	.00	1028.77	-15.67	.00
42	SAGBEND	-78.72	-241.35	.00	.00	.00	.00	.00	979.15	-1.20	.00
43	SAGBEND	-78.73	-301.35	.00	.00	.00	.00	.00	929.53	-.08	.00
44	SAGBEND	-78.74	-361.35	.00	.00	.00	.00	.00	879.90	.01	.00
45	SAGBEND	-78.76	-421.35	.00	.00	.00	.00	.00	830.28	.01	.00
46	SAGBEND	-78.77	-481.35	.00	.00	.00	.00	.00	780.66	.02	.00
47	SAGBEND	-78.78	-541.35	.00	.00	.00	.00	.00	731.03	.02	.00
48	SAGBEND	-78.80	-601.35	.00	.00	.00	.00	.00	681.41	.02	.00
49	SAGBEND	-78.81	-661.35	.00	.00	.00	.00	.00	631.78	.02	.00
50	SAGBEND	-78.83	-721.35	.00	.00	.00	.00	.00	582.16	.03	.00
51	SAGBEND	-78.85	-781.35	.00	.00	.00	.00	.00	532.53	.03	.00
52	SAGBEND	-78.87	-841.35	.00	.00	.00	.00	.00	482.90	.04	.00
53	SAGBEND	-78.89	-901.35	.00	.00	.00	.00	.00	433.28	.05	.00
54	SAGBEND	-78.92	-961.34	.00	.00	.00	.00	.00	383.65	.07	.00
55	SAGBEND	-78.95	-1021.34	.00	.00	.00	.00	.00	334.02	.09	.00
56	SAGBEND	-78.98	-1081.34	.00	.00	.00	.00	.00	284.39	.12	.00
57	SAGBEND	-79.02	-1141.34	.00	.00	.00	.00	.00	234.76	.23	.00

58	SAGBEND	-79.07	-1201.34	.00	.00	.00	.00	.00	185.13	1.28	.00	1.28
59	SAGBEND	-79.23	-1261.34	.00	.00	.00	.00	.00	135.50	14.49	.00	14.49
60	SAGBEND	-80.51	-1321.33	.00	.00	.00	.00	.00	85.75	133.81	.00	133.81
61	SAGBEND	-90.73	-1380.20	.00	.00	.00	.00	.00	33.67	671.62	.00	671.62
62	SAGBEND	-136.06	-1422.57	.00	24.61	.00	.00	.00	-4.08	929.95	.00	929.95
63	SAGBEND	-195.78	-1425.90	.00	65.82	.00	.00	.00	.19	91.48	.00	91.48
64	SEABED	-255.78	-1426.00	.00	50.45	.00	.00	.00	.16	44.19	.00	44.19
65	SEABED	-315.78	-1426.01	.00	49.73	.00	.00	.00	.17	10.58	.00	10.58
66	SEABED	-375.78	-1426.01	.00	.00	.00	.00	.00	.17	.00	.00	.00

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 12

Instalasi Pipeline 14 in

JOB NO. - 01 LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON

USER ID - rainier DATE - 6/26/2018 TIME - 11:31:41 CASE 1

=====

D Y N A M I C S O L U T I O N S U M M A R Y

PIPE PROPERTIES (1)

=====

PIPE SECTION LENGTH ..	12.00 M	ELASTIC MODULUS	207000. MPA
OUTSIDE DIAMETER	35.560 CM	CROSS SECTIONAL AREA ..	232.52 CM2
WALL THICKNESS	2.220 CM	MOMENT OF INERTIA	32451.22 CM4
WEIGHT/LENGTH IN AIR ..	1825.316 N/M	YIELD STRESS	450.00 MPA
SUBMERGED WGT/LENG ..	827.204 N/M	STRESS INTENS FACTOR ..	1.000
SPECIFIC GRAVITY	1.829		

BARGE DATA

=====

TOTAL PIPE TENSION ...	1204.14 KN	RADIUS OF CURVATURE ..	.00 M
NUMBER OF TENSIONERS ..	3	BARGE TRIM ANGLE000 DEG
NO. OF PIPE SUPPORTS ..	7	PIPE ANGLE AT STERN ..	7.264 DEG
BARGE HEADING000 DEG	OFFSET FROM R.O.W.00 M

STINGER DATA

=====

NO. OF PIPE SUPPORTS ..	9	STINGER STERN DEPTH ..	-61.56 M
NO. STINGER SECTIONS ..	9	PIPE ANGLE AT STERN ..	77.724 DEG
RADIUS OF CURVATURE ..	96.20 M	STINGER LENGTH	105.06 M

SAGBEND DATA

=====

WATER DEPTH	1426.00 M	HORIZ PIPE TENSION17 KN
TOUCHDOWN X-COORD. ...	-164.08 M	BOTTOM SLOPE ANGLE000 DEG

SOLUTION SUMMARY									
NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD	Y COORD	Z COORD	SUPPORT VERT	REACT HORIZ	TOTAL MOMENT	TOTAL STRESS	PCT YLD
1	LAYBARGE	119.7	4.3	.0	8.8	.0	.0	.0	0.
3	LAYBARGE	107.5	4.3	.0	25.2	.0	28.7	13.4	3.
5	LAYBARGE	95.3	4.3	.0	21.5	.0	21.0	9.8	2.
7	LAYBARGE	83.1	4.3	.0	22.5	.0	23.1	10.7	2.
9	TENSIONR	70.9	4.3	.0	22.2	.0	22.6	27.8	6.
11	TENSIONR	58.7	4.3	.0	22.1	.0	22.4	44.9	10.
13	TENSIONR	46.5	4.3	.0	22.9	.0	23.8	62.9	14.
15	LAYBARGE	34.2	4.3	.0	13.8	.0	18.4	60.4	13.
17	LAYBARGE	21.4	4.3	.0	.0	.0	173.7	132.7	29.
19	LAYBARGE	8.4	3.6	.0	385.3	.0	1377.8	692.8	154.
22	STINGER	-9.9	-1.5	.0	9.4	.0	201.7	145.4	32.
24	STINGER	-20.0	-3.4	.0	.0	.0	417.5	245.7	55.
26	STINGER	-29.9	-7.1	.0	440.7	.0	1688.8	836.7	186.
28	STINGER	-38.9	-12.4	.0	.0	.0	603.1	331.7	74.
30	STINGER	-47.3	-18.8	.0	226.3	.0	973.0	503.6	112.
32	STINGER	-56.8	-27.8	.0	2.3	.0	403.4	238.2	53.
34	STINGER	-65.3	-37.8	.0	352.2	.0	1429.8	715.2	159.
36	STINGER	-71.9	-49.2	.0	.0	.0	655.4	354.7	79.
38	STINGER	-76.5	-61.6	.0	540.7	.0	2405.6	1167.6	259.
62	SAGBEND	-136.1	-1422.6	.0	24.6	.0	929.9	448.2	100.
63	SAGBEND	-195.8	-1425.9	.0	65.8	.0	91.5	109.7	24.

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC DATE - 6/26/2018 TIME - 11:31:41 PAGE 14

PROJECT - Instalasi Pipeline 14 in JOB NO. - 01

USER ID - rainier LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON CASE 1

=====

O V E R B E N D P I P E S U P P O R T G E O M E T R Y

STATION NO.	LOCATION	PIPE NODE	SUPT NODE	/----- X (M)	PIPE COORDINATES Y (M)	----/ ANGLE (DEG)	/--- SUPPORT X (M)	COORDINATES Y (M)	---/ ANGLE (DEG)	VERTICAL REACTION (KN)	VERTICAL SEPARATION (M)
1	LAYBARGE	1	2	119.699	1.500	.07	119.700	1.500	.00	8.78	.000
2	LAYBARGE	3	4	107.499	1.500	-.02	107.500	1.500	.00	25.25	.000
3	LAYBARGE	5	6	95.299	1.500	.00	95.300	1.500	.00	21.47	.000
4	LAYBARGE	7	8	83.099	1.500	.00	83.100	1.500	.00	22.47	.000
5	TENSIONR	9	10	70.899	1.500	.00	70.900	1.500	.00	22.24	.000
6	TENSIONR	11	12	58.699	1.500	.00	58.700	1.500	.00	22.13	.000
7	TENSIONR	13	14	46.499	1.500	.00	46.500	1.500	.00	22.89	.000
8	LAYBARGE	15	16	34.199	1.500	-.01	34.200	1.500	.22	13.80	.000
9	LAYBARGE	17	18	21.398	1.463	.61	21.400	1.400	1.52	.00	.063
10	LAYBARGE	19	20	8.408	.811	7.26	8.400	.810	3.68	385.31	.000
11	STINGER	22	23	-9.925	-3.283	15.06	-9.921	-3.282	27.51	9.39	.000
12	STINGER	24	25	-20.027	-6.193	17.39	-19.893	-6.577	27.51	.00	.413
13	STINGER	26	27	-29.872	-9.875	25.47	-29.865	-9.871	27.51	440.65	.000
14	STINGER	28	29	-38.905	-15.229	34.27	-38.590	-15.719	13.84	.00	.621
15	STINGER	30	31	-47.304	-21.563	40.31	-47.305	-21.563	13.84	226.31	.000
16	STINGER	32	33	-56.759	-30.648	46.39	-56.773	-30.663	13.84	2.27	.000
17	STINGER	34	35	-65.275	-40.639	54.55	-65.286	-40.654	19.58	352.21	.000
18	STINGER	36	37	-71.878	-52.037	63.89	-70.919	-52.508	19.58	.00	1.493
19	STINGER	38	39	-76.550	-64.356	77.72	-76.552	-64.362	19.58	540.72	.000

OUTPUT UNTUK MODEL 2

=====										=====																						
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC										DATE -	6/26/2018	TIME -	11:45:26	PAGE	8																	
PROJECT - Instalasi Pipeline 14 in										JOB NO. -					01																	
USER ID - rainier										LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON					CASE	1																
=====										=====																						
D Y N A M I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S																																
=====																																
NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESS VERT (MPA)	HORIZ (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCNT YIELD (PCT)																			
1	LAYBARGE	119.70	4.30	.00	.000	.068	.000	.00	.00	.00	.00	.00	.00																			
3	LAYBARGE	107.50	4.30	.00	.000	-.018	12.200	.00	.00	-15.72	.00	13.36	2.97																			
5	LAYBARGE	95.30	4.30	.00	.000	.005	24.400	.00	.00	-11.52	.00	9.79	2.18																			
7	LAYBARGE	83.10	4.30	.00	.000	-.001	36.600	.00	.00	-12.63	.00	10.74	2.39																			
9	TENSIONR	70.90	4.30	.00	.000	.001	48.800	17.26	.00	-12.38	.00	27.78	6.17																			
11	TENSIONR	58.70	4.30	.00	.000	-.001	61.000	34.52	.00	-12.24	.00	44.92	9.98																			
13	TENSIONR	46.50	4.30	.00	.000	.004	73.200	51.77	.00	-13.16	.00	62.96	13.99																			
15	LAYBARGE	34.20	4.30	.00	.000	-.014	85.500	51.77	.00	-9.71	.00	60.02	13.34																			
17	LAYBARGE	21.40	4.26	.00	.000	.609	98.301	51.76	.00	-95.45	.00	132.89	29.53																			
19	LAYBARGE	8.41	3.61	.00	.000	7.279	111.315	51.12	.00	-756.81	.00	694.41	154.31																			
22	STINGER	-9.93	-.48	.00	.000	14.988	130.116	51.37	-.04	-99.49	.00	135.96	30.21																			
24	STINGER	-20.03	-3.38	.00	.000	17.315	140.629	51.10	-.27	-239.41	.00	254.73	56.61																			
26	STINGER	-29.87	-7.07	.00	.000	25.867	151.149	49.85	-.57	-981.65	.00	884.53	196.56																			
28	STINGER	-38.85	-12.51	.00	.000	34.662	161.660	50.36	-1.01	-273.26	.00	283.13	62.92																			
30	STINGER	-47.29	-18.76	.00	.000	38.169	172.161	49.89	-1.51	-231.85	.00	247.73	55.05																			
32	STINGER	-57.35	-27.21	.00	.000	41.985	185.303	49.22	-2.19	-245.14	.00	258.69	57.49																			
34	STINGER	-66.42	-36.76	.00	.000	54.316	198.501	46.86	-2.96	-1261.90	.00	1120.96	249.10																			
36	STINGER	-72.49	-48.44	.00	.000	67.953	211.697	47.45	-3.90	-397.64	.00	387.41	86.09																			
38	STINGER	-76.37	-61.04	.00	.000	79.925	224.905	45.46	-4.91	-1056.15	.00	945.65	210.14																			
40	SAGBEND	-78.26	-120.86	.00	.000	88.860	284.840	41.46	-9.73	-86.52	.00	120.16	26.70																			
41	SAGBEND	-78.73	-180.86	.00	.000	89.602	344.843	36.75	-14.56	-6.75	.00	51.34	11.41																			
42	SAGBEND	-79.09	-240.86	.00	.000	89.648	404.843	32.04	-19.39	-.35	.00	45.26	10.06																			
43	SAGBEND	-79.47	-300.86	.00	.000	89.635	464.844	27.33	-24.22	.17	.00	44.79	9.95																			
44	SAGBEND	-79.86	-360.86	.00	.000	89.615	524.844	22.62	-29.05	.23	.00	45.02	10.00																			
45	SAGBEND	-80.27	-420.86	.00	.000	89.592	584.843	17.91	-33.88	.26	.00	45.72	10.16																			
46	SAGBEND	-80.71	-480.86	.00	.000	89.566	644.843	13.20	-38.70	.29	.00	46.90	10.42																			
47	SAGBEND	-81.18	-540.85	.00	.000	89.537	704.843	8.49	-43.53	.33	.00	48.52	10.78																			
48	SAGBEND	-81.69	-600.85	.00	.000	89.504	764.843	3.78	-48.36	.38	.00	50.54	11.23																			
49	SAGBEND	-82.22	-660.85	.00	.000	89.465	824.843	-.93	-53.19	.45	.00	52.92	11.76																			
50	SAGBEND	-82.81	-720.85	.00	.000	89.420	884.843	-5.63	-58.02	.52	.00	55.61	12.36																			
51	SAGBEND	-83.44	-780.84	.00	.000	89.367	944.842	-10.34	-62.85	.63	.00	58.56	13.01																			
52	SAGBEND	-84.14	-840.84	.00	.000	89.302	1004.842	-15.05	-67.68	.76	.00	61.75	13.72																			
53	SAGBEND	-84.91	-900.83	.00	.000	89.223	1064.842	-19.76	-72.51	.94	.00	65.13	14.47																			
54	SAGBEND	-85.77	-960.83	.00	.000	89.124	1124.842	-24.47	-77.34	1.20	.00	68.68	15.26																			
55	SAGBEND	-86.76	-1020.82	.00	.000	88.996	1184.842	-29.18	-82.17	1.58	.00	72.38	16.08																			
56	SAGBEND	-87.89	-1080.81	.00	.000	88.823	1244.841	-33.89	-86.99	2.19	.00	76.21	16.93																			
57	SAGBEND	-89.25	-1140.79	.00	.000	88.575	1304.841	-38.60	-91.82	3.25	.00	80.16	17.81																			
58	SAGBEND	-90.93	-1200.77	.00	.000	88.182	1364.841	-43.31	-96.65	5.69	.00	84.28	18.73																			
59	SAGBEND	-93.21	-1260.73	.00	.000	87.329	1424.841	-48.01	-101.48	15.87	.00	89.36	19.86																			
60	SAGBEND	-97.35	-1320.57	.00	.000	83.879	1484.842	-52.72	-106.29	77.84	.00	113.61	25.25																			
61	SAGBEND	-110.52	-1378.89	.00	.000	66.865	1544.848	-57.41	-110.99	334.19	.00	301.70	67.04																			
62	SAGBEND	-155.84	-1421.74	.00	.000	16.895	1609.075	-60.92	-114.44	501.90	.00	441.58	98.13																			
63	SAGBEND	-215.45	-1425.94	.00	.000	.448	1669.073	-60.95	-114.77	42.83	.00	107.13	23.81																			
64	SEABED	-275.45	-1426.01	.00	.000	.055	1729.074	-60.96	-114.78	20.08	.00	101.52	22.56																			
65	SEABED	-335.45	-1426.01	.00	.000	.014	1789.073	-60.96	-114.78	4.76	.00	99.69	22.15																			
66	SEABED	-395.45	-1426.01	.00	.000	.011	1849.073	-60.96	-114.78	.00	.00	99.47	22.10																			
=====																																
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC										DATE -	6/26/2018	TIME -	11:45:26	PAGE	10																	
PROJECT - Instalasi Pipeline 14 in										JOB NO. -					01																	
USER ID - rainier										LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON					CASE	1																
=====										=====																						
D Y N A M I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S																																
=====																																
NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	SUPPORT REACTION VERT (KN)	HORIZ (KN)	SUPT SEPARATIONS VERT (M)	HORIZ (M)	PIPE TENSION (KN)	BENDING MOMENTS VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)																				
1	LAYBARGE	119.70	4.30	.00	8.78	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00																				
3	LAYBARGE	107.50	4.30	.00	25.25	.00	.00	.00	.00	-.01	-28.69	.00	28.69																			
5	LAYBARGE	95.30	4.30	.00	21.48	.00	.00	.00	.00	-.00	-21.03	.00	21.03																			
7	LAYBARGE	83.10	4.30	.00	22.47	.00	.00	.00	.00	.00	-23.05	.00	23.05																			

61	SAGBEND	-110.52	-1378.89	.00	.00	.00	.00	.00	41.30	609.94	.00	609.94
62	SAGBEND	-155.84	-1421.74	.00	17.75	.00	.00	.00	2.62	916.04	.00	916.04
63	SAGBEND	-215.45	-1425.94	.00	66.64	.00	.00	.00	5.96	78.17	.00	78.17
64	SEABED	-275.45	-1426.01	.00	50.23	.00	.00	.00	5.94	36.65	.00	36.65
65	SEABED	-335.45	-1426.01	.00	49.71	.00	.00	.00	5.95	8.68	.00	8.68
66	SEABED	-395.45	-1426.01	.00	.00	.00	.00	.00	5.95	.00	.00	.00

```

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC          PAGE 12
Instalasi Pipeline 14 in
JOB NO. - 01                      LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON
USER ID - rainier                 DATE - 6/26/2018   TIME - 11:45:26   CASE 1
=====

```

D Y N A M I C S O L U T I O N S U M M A R Y

PIPE PROPERTIES (1)

```

=====
PIPE SECTION LENGTH ..      12.00 M      ELASTIC MODULUS ..... 207000. MPA
OUTSIDE DIAMETER .....    35.560 CM      CROSS SECTIONAL AREA . 232.52 CM2
WALL THICKNESS .....      2.220 CM      MOMENT OF INERTIA .... 32451.22 CM4
WEIGHT/LENGTH IN AIR .. 1825.316 N/M      YIELD STRESS .....    450.00 MPA
SUBMERGED WGHT/LENG .. 827.204 N/M      STRESS INTENS FACTOR . 1.000
SPECIFIC GRAVITY .....      1.829

```

BARGE DATA

```

=====
TOTAL PIPE TENSION ... 1203.90 KN      RADIUS OF CURVATURE ..      .00 M
NUMBER OF TENSIONERS .      3          BARGE TRIM ANGLE .....    .000 DEG
NO. OF PIPE SUPPORTS .      7          PIPE ANGLE AT STERN ... 7.279 DEG
BARGE HEADING .....      .000 DEG      OFFSET FROM R.O.W. ...      .00 M

```

STINGER DATA

```

=====
NO. OF PIPE SUPPORTS .      9          STINGER STERN DEPTH .. -61.04 M
NO. OF PIPE SECTIONS .      9          PIPE ANGLE AT STERN .. 79.925 DEG
RADIUS OF CURVATURE .. 96.20 M      STINGER LENGTH ..... 105.05 M

```

SAGBEND DATA

```

=====
WATER DEPTH ..... 1426.00 M      HORIZ PIPE TENSION ... 5.95 KN
TOUCHDOWN X-COORD. ... -187.11 M      BOTTOM SLOPE ANGLE ...  .000 DEG

```

SOLUTION SUMMARY										
NO.	PIPE SECTION	X COORD	Y COORD	Z COORD	SUPPORT VERT	REACT HORIZ	TOTAL MOMENT	TOTAL STRESS	PCT YLD	
1	LAYBARGE	119.7	4.3	.0	8.8	.0	.0	.0	0.	
3	LAYBARGE	107.5	4.3	.0	25.2	.0	28.7	13.4	3.	
5	LAYBARGE	95.3	4.3	.0	21.5	.0	21.0	9.8	2.	
7	LAYBARGE	83.1	4.3	.0	22.5	.0	23.1	10.7	2.	
9	TENSIONR	70.9	4.3	.0	22.2	.0	22.6	27.8	6.	
11	TENSIONR	58.7	4.3	.0	22.1	.0	22.3	44.9	10.	
13	TENSIONR	46.5	4.3	.0	23.0	.0	24.0	63.0	14.	
15	LAYBARGE	34.2	4.3	.0	13.6	.0	17.7	60.0	13.	
17	LAYBARGE	21.4	4.3	.0	.0	.0	174.2	132.9	30.	
19	LAYBARGE	8.4	3.6	.0	386.7	.0	1381.3	694.4	154.	
22	STINGER	-9.9	-5	.0	2.2	.0	181.6	136.0	30.	
24	STINGER	-20.0	-3.4	.0	.0	.0	437.0	254.7	57.	
26	STINGER	-29.9	-7.1	.0	477.2	.0	1791.7	884.5	197.	
28	STINGER	-36.9	-12.5	.0	.0	.0	498.7	283.1	63.	
30	STINGER	-47.3	-18.8	.0	72.4	.0	423.2	247.7	55.	
32	STINGER	-57.4	-27.2	.0	.0	.0	447.4	258.7	57.	
34	STINGER	-66.4	-36.8	.0	587.5	.0	2303.2	1121.0	249.	
36	STINGER	-72.5	-48.4	.0	.0	.0	725.7	387.4	86.	
38	STINGER	-76.4	-61.0	.0	424.8	.0	1927.6	945.7	210.	
62	SAGBEND	-155.8	-1421.7	.0	17.8	.0	916.0	441.6	98.	
63	SAGBEND	-215.4	-1425.9	.0	66.6	.0	78.2	107.1	24.	

```

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC          DATE - 6/26/2018   TIME - 11:45:26   PAGE 14
PROJECT - Instalasi Pipeline 14 in                      JOB NO. - 01
USER ID - rainier                                       LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON          CASE 1
=====

```

O V E R B E N D P I P E S U P P O R T G E O M E T R Y

STATION NO.	LOCATION	PIPE NODE	SUPT NODE	PIPE COORDINATES			SUPPORT COORDINATES			VERTICAL REACTION (KN)	VERTICAL SEPARATION (M)
				X (M)	Y (M)	ANGLE (DEG)	X (M)	Y (M)	ANGLE (DEG)		
1	LAYBARGE	1	2	119.699	1.500	.07	119.700	1.500	.00	8.78	.000
2	LAYBARGE	3	4	107.499	1.500	-.02	107.500	1.500	.00	25.25	.000
3	LAYBARGE	5	6	95.299	1.500	.00	95.300	1.500	.00	21.48	.000
4	LAYBARGE	7	8	83.099	1.500	.00	83.100	1.500	.00	22.47	.000
5	TENSIONR	9	10	70.899	1.500	.00	70.900	1.500	.00	22.25	.000
6	TENSIONR	11	12	58.699	1.500	.00	58.700	1.500	.00	22.11	.000
7	TENSIONR	13	14	46.499	1.500	.00	46.500	1.500	.00	22.98	.000
8	LAYBARGE	15	16	34.199	1.500	-.01	34.200	1.500	.22	13.56	.000
9	LAYBARGE	17	18	21.398	1.464	.61	21.400	1.400	1.52	.00	.064
10	LAYBARGE	19	20	8.408	.811	7.28	8.400	.810	3.68	386.67	.000
11	STINGER	22	23	-9.926	-3.283	14.99	-9.921	-3.282	27.51	2.22	.000
12	STINGER	24	25	-20.032	-6.175	17.31	-19.893	-6.577	27.51	.00	.432
13	STINGER	26	27	-29.870	-9.874	25.87	-29.865	-9.871	27.51	477.17	.000
14	STINGER	28	29	-38.851	-15.314	34.66	-38.590	-15.719	13.84	.00	.515
15	STINGER	30	31	-47.295	-21.555	38.17	-47.305	-21.563	13.84	72.39	.000
16	STINGER	32	33	-57.352	-30.011	41.99	-56.773	-30.663	13.84	.00	.989
17	STINGER	34	35	-66.421	-39.563	54.32	-66.422	-39.562	12.70	587.52	.000
18	STINGER	36	37	-72.489	-51.245	67.95	-71.403	-51.705	12.70	.00	2.068
19	STINGER	38	39	-76.374	-63.843	79.93	-76.375	-63.846	12.70	424.79	.000

OUTPUT UNTUK MODEL 3

```

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC          DATE - 6/26/2018   TIME - 11:46:39   PAGE 8
PROJECT - Instalasi Pipeline 14 in                      JOB NO. - 01
USER ID - rainier                                       LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON          CASE 1
=====

```

DYNAMIC PIPE COORDINATES, FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESS VERT (MPA)	STRESSES HORIZ (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCNT YIELD (PCT)
1	LAYBARGE	119.70	4.30	.00	.000	-.068	.000	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	107.50	4.30	.00	.000	-.018	12.200	.00	.00	-15.72	.00	13.36	2.97
5	LAYBARGE	95.30	4.30	.00	.000	.005	24.400	.00	.00	-11.52	.00	9.79	2.18
7	LAYBARGE	83.10	4.30	.00	.000	-.001	36.600	.00	.00	-12.63	.00	10.74	2.39
9	TENSIONR	70.90	4.30	.00	.000	-.001	48.800	17.25	.00	-12.38	.00	27.78	6.17
11	TENSIONR	58.70	4.30	.00	.000	-.001	61.000	34.51	.00	-12.24	.00	44.91	9.98
13	TENSIONR	46.50	4.30	.00	.000	-.004	73.200	51.77	.00	-13.17	.00	62.97	13.99
15	LAYBARGE	34.20	4.30	.00	.000	-.015	85.500	51.77	.00	-9.65	.00	59.98	13.33
17	LAYBARGE	21.40	4.26	.00	.000	.608	98.301	51.76	.00	-95.48	.00	132.92	29.54
19	LAYBARGE	8.41	3.61	.00	.000	7.281	111.315	51.12	.00	-757.06	.00	694.61	154.36
22	STINGER	-9.93	-.48	.00	.000	14.961	130.116	51.37	-.04	-96.21	.00	133.17	29.59
24	STINGER	-20.03	-3.37	.00	.000	17.293	140.629	51.09	-.27	-243.42	.00	258.14	57.36
26	STINGER	-29.87	-7.07	.00	.000	26.018	151.149	49.80	-.57	-1002.03	.00	901.81	200.40
28	STINGER	-38.83	-12.54	.00	.000	34.757	161.660	50.37	-1.01	-244.88	.00	259.02	57.56
30	STINGER	-47.32	-18.73	.00	.000	37.070	172.161	49.94	-1.51	-90.61	.00	127.72	28.38
32	STINGER	-57.62	-26.84	.00	.000	39.843	185.279	49.24	-2.16	-259.47	.00	270.88	60.19
34	STINGER	-66.94	-36.16	.00	.000	54.203	198.493	46.24	-2.91	-1490.50	.00	1314.63	292.14
36	STINGER	-72.76	-48.01	.00	.000	69.930	211.736	47.47	-3.86	-415.29	.00	402.41	89.43
38	STINGER	-76.25	-60.70	.00	.000	80.994	224.916	45.74	-4.89	-930.65	.00	839.25	186.50
40	SAGBEND	-78.07	-120.57	.00	.000	88.836	284.886	41.58	-9.70	-76.30	.00	111.61	24.80
41	SAGBEND	-78.66	-180.57	.00	.000	89.482	344.889	36.88	-14.53	-5.89	.00	50.74	11.27
42	SAGBEND	-79.16	-240.57	.00	.000	89.515	404.890	32.17	-19.36	-.22	.00	45.26	10.06
43	SAGBEND	-79.68	-300.57	.00	.000	89.494	464.890	27.46	-24.19	.25	.00	44.95	9.99
44	SAGBEND	-80.22	-360.56	.00	.000	89.466	524.890	22.75	-29.02	.32	.00	45.17	10.04
45	SAGBEND	-80.80	-420.56	.00	.000	89.434	584.890	18.04	-33.85	.36	.00	45.86	10.19
46	SAGBEND	-81.41	-480.56	.00	.000	89.399	644.890	13.33	-38.68	.40	.00	47.03	10.45
47	SAGBEND	-82.06	-540.56	.00	.000	89.358	704.889	8.62	-43.51	.46	.00	48.65	10.81
48	SAGBEND	-82.75	-600.55	.00	.000	89.312	764.889	3.91	-48.34	.53	.00	50.66	11.26
49	SAGBEND	-83.50	-660.55	.00	.000	89.259	824.889	-.80	-53.17	.61	.00	53.03	11.78
50	SAGBEND	-84.31	-720.54	.00	.000	89.197	884.889	-5.51	-58.00	.72	.00	55.71	12.38
51	SAGBEND	-85.19	-780.53	.00	.000	89.123	944.889	-10.22	-62.83	.86	.00	58.66	13.04
52	SAGBEND	-86.15	-840.53	.00	.000	89.034	1004.889	-14.92	-67.65	1.05	.00	61.84	13.74
53	SAGBEND	-87.22	-900.52	.00	.000	88.926	1064.889	-19.63	-72.48	1.30	.00	65.22	14.49
54	SAGBEND	-88.41	-960.50	.00	.000	88.790	1124.888	-24.34	-77.31	1.65	.00	68.77	15.28
55	SAGBEND	-89.77	-1020.49	.00	.000	88.614	1184.888	-29.05	-82.14	2.17	.00	72.47	16.11
56	SAGBEND	-91.34	-1080.47	.00	.000	88.377	1244.888	-33.76	-86.97	2.98	.00	76.31	16.96
57	SAGBEND	-93.21	-1140.44	.00	.000	88.041	1304.888	-38.47	-91.79	4.40	.00	80.28	17.84
58	SAGBEND	-95.51	-1200.39	.00	.000	87.513	1364.888	-43.17	-96.62	7.48	.00	84.46	18.77
59	SAGBEND	-98.59	-1260.31	.00	.000	86.450	1424.888	-47.88	-101.44	18.57	.00	89.81	19.96
60	SAGBEND	-103.78	-1320.08	.00	.000	82.772	1484.889	-52.58	-106.25	78.79	.00	114.13	25.36
61	SAGBEND	-117.96	-1378.17	.00	.000	66.224	1544.895	-57.24	-110.93	320.58	.00	290.61	64.58
62	SAGBEND	-163.15	-1421.33	.00	.000	17.962	1609.127	-60.78	-114.40	498.81	.00	438.89	97.53
63	SAGBEND	-222.69	-1425.95	.00	.000	.365	1669.126	-60.85	-114.78	38.54	.00	105.79	23.51
64	SEABED	-282.69	-1426.01	.00	.000	.048	1729.126	-60.86	-114.78	17.71	.00	101.11	22.47
65	SEABED	-342.69	-1426.01	.00	.000	.012	1789.126	-60.86	-114.78	4.18	.00	99.65	22.14
66	SEABED	-402.69	-1426.01	.00	.000	.010	1849.125	-60.86	-114.78	.00	.00	99.46	22.10

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC

DATE - 6/26/2018

TIME - 11:46:39

PAGE 10

PROJECT - Instalasi Pipeline 14 in

JOB NO. - 01

USER ID - rainier

LICENSED TO: ZAINAL ARIFFIN-PT ENERKON

CASE 1

DYNAMIC PIPE COORDINATES, FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	SUPPORT REACTION VERT (KN)	REACT HORIZ (KN)	SUPT SEPARATIONS VERT (M)	HORIZ (M)	PIPE TENSION (KN)	BENDING MOMENTS VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
1	LAYBARGE	119.70	4.30	.00	8.78	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	107.50	4.30	.00	25.25	.00	.00	.00	.00	-28.69	.00	28.69
5	LAYBARGE	95.30	4.30	.00	21.48	.00	.00	.00	.00	-21.03	.00	21.03
7	LAYBARGE	83.10	4.30	.00	22.47	.00	.00	.00	.00	-23.05	.00	23.05
9	TENSIONR	70.90	4.30	.00	22.25	.00	.00	.00	401.18	-22.60	.00	22.60
11	TENSIONR	58.70	4.30	.00	22.11	.00	.00	.00	802.51	-22.34	.00	22.34
13	TENSIONR	46.50	4.30	.00	22.99	.00	.00	.00	1203.85	-24.03	.00	24.03
15	LAYBARGE	34.20	4.30	.00	13.52	.00	.00	.00	1203.85	-17.62	.00	17.62
17	LAYBARGE	21.40	4.26	.00	.00	.00	.06	.00	1203.56	-174.27	.00	174.27
19	LAYBARGE	8.41	3.61	.00	386.93	.00	.00	.00	1188.55	-1381.75	.00	1381.75
22	STINGER	-9.93	-.48	.00	.00	.00	.00	.00	1195.03	-175.59	.00	175.59
24	STINGER	-20.03	-3.37	.00	.00	.00	.44	.00	1191.41	-444.29	.00	444.29
26	STINGER	-29.87	-7.07	.00	491.34	.00	.00	.00	1165.03	-1828.86	.00	1828.86
28	STINGER	-38.83	-12.54	.00	.00	.00	.48	.00	1183.81	-446.93	.00	446.93
30	STINGER	-47.32	-18.73	.00	.00	.00	.03	.00	1179.96	-165.39	.00	165.39
32	STINGER	-57.62	-26.84	.00	.00	.00	1.48	.00	1171.80	-473.57	.00	473.57
34	STINGER	-66.94	-36.16	.00	698.56	.00	.00	.00	1111.29	-2720.40	.00	2720.40
36	STINGER	-72.76	-48.01	.00	.00	.00	1.24	.00	1151.77	-757.96	.00	757.96
38	STINGER	-76.25	-60.70	.00	368.96	.00	.00	.00	1124.26	-1698.58	.00	1698.58
40	SAGBEND	-78.07	-120.57	.00	.00	.00	.00	.00	1087.27	-139.26	.00	139.26
41	SAGBEND	-78.66	-180.57	.00	.00	.00	.00	.00	1037.73	-10.74	.00	10.74
42	SAGBEND	-79.16	-240.57	.00	.00	.00	.00	.00	988.11	-.40	.00	.40
43	SAGBEND	-79.68	-300.57	.00	.00	.00	.00	.00	938.49	.46	.00	.46
44	SAGBEND	-80.22	-360.56	.00	.00	.00	.00	.00	888.87	.58	.00	.58
45	SAGBEND	-80.80	-420.56	.00	.00	.00	.00	.00	839.25	.65	.00	.65
46	SAGBEND	-81.41	-480.56	.00	.00	.00	.00	.00	789.63	.74	.00	.74
47	SAGBEND	-82.06	-540.56	.00	.00	.00	.00	.00	740.01	.84	.00	.84
48	SAGBEND	-82.75	-600.55	.00	.00	.00	.00	.00	690.39	.97	.00	.97
49	SAGBEND	-83.50	-660.55	.00	.00	.00	.00	.00	640.76	1.12	.00	1.12
50	SAGBEND	-84.31	-720.54	.00	.00	.00	.00	.00	591.14	1.32	.00	1.32
51	SAGBEND	-85.19	-780.53	.00	.00	.00	.00	.00	541.52	1.57	.00	1.57
52	SAGBEND	-86.15	-840.53	.00	.00	.00	.00	.00	491.90	1.91	.00	1.91
53	SAGBEND	-87.22	-900.52	.00	.00	.00	.00	.00	442.28	2.36	.00	2.36
54	SAGBEND	-88.41	-960.50	.00	.00	.00	.00	.00	392.66	3.01	.00	3.01
55	SAGBEND	-89.77	-1020.49	.00	.00	.00	.00	.00	343.05	3.95	.00	3.95
56	SAGBEND	-91.34	-1080.47	.00	.00	.00	.00	.00	293.44	5.44	.00	5.44
57	SAGBEND	-93.21	-1140.44	.00	.00	.00	.00	.00	243.83	8.03	.00	8.03
58	SAGBEND	-95.51	-1200.39	.00	.00	.00	.00	.00	194.24	13.65	.00	13.65
59	SAGBEND	-98.59	-1260.31	.00	.00	.00	.00	.00	144.67	33.89	.00	33.89
60	SAGBEND	-103.78	-1320.08	.00	.00	.00	.00	.00	95.09	143.80	.00	143.80
61	SAGBEND	-117.96	-1378.17	.00	.00	.00	.00	.00	44.56	585.11	.00	585.11
62	SAGBEND	-163.15	-1421.33	.00	14.98	.00	.00	.00	5.43	910.40	.00	910.40
63	SAGBEND	-222.69	-1425.95	.00	66.88	.00	.00	.00	8.29	70.34	.00	70.34
64	SEABED	-282.69	-1426.01	.00	50.13	.00	.00	.00	8.27	32.32	.00	32.32
65	SEABED	-342.69	-1426.01	.00	49.70	.00	.00	.00	8.27	7.62	.00	7.62
66	SEABED	-402.69	-1426.01	.00	.00	.00	.00	.00	8.27	.00	.00	.00

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC

PAGE 12

Instalasi Pipeline 14 in

JOB NO. - 01
USER ID - rainier

LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON
DATE - 6/26/2018 TIME - 11:46:39 CASE 1

D Y N A M I C S O L U T I O N S U M M A R Y

PIPE PROPERTIES (1)

=====

PIPE SECTION LENGTH ..	12.00 M	ELASTIC MODULUS	207000. MPA
OUTSIDE DIAMETER	35.560 CM	CROSS SECTIONAL AREA ..	232.52 CM2
WALL THICKNESS	2.220 CM	MOMENT OF INERTIA	32451.22 CM4
WEIGHT/LENGTH IN AIR ..	1825.316 N/M	YIELD STRESS	450.00 MPA
SUBMERGED WGT/LENG ..	827.204 N/M	STRESS INTENS FACTOR ..	1.000
SPECIFIC GRAVITY	1.829		

BARGE DATA

=====

TOTAL PIPE TENSION ...	1203.85 KN	RADIUS OF CURVATURE ..	.00 M
NUMBER OF TENSIONERS ..	3	BARGE TRIM ANGLE000 DEG
NO. OF PIPE SUPPORTS ..	7	PIPE ANGLE AT STERN ..	7.281 DEG
BARGE HEADING000 DEG	OFFSET FROM R.O.W.00 M

STINGER DATA

=====

NO. OF PIPE SUPPORTS ..	9	STINGER STERN DEPTH ..	-60.70 M
NO. STINGER SECTIONS ..	9	PIPE ANGLE AT STERN ..	80.994 DEG
RADIUS OF CURVATURE ..	96.20 M	STINGER LENGTH	105.05 M

SAGBEND DATA

=====

WATER DEPTH	1426.00 M	HORIZ PIPE TENSION ...	8.27 KN
TOUCHDOWN X-COORD. ...	-195.95 M	BOTTOM SLOPE ANGLE000 DEG

===== SOLUTION SUMMARY =====									
NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD	Y COORD	Z COORD	SUPPORT VERT	REACT HORIZ	TOTAL MOMENT	TOTAL STRESS	PCT YLD
1	LAYBARGE	119.7	4.3	.0	8.8	.0	.0	.0	0.
3	LAYBARGE	107.5	4.3	.0	25.2	.0	28.7	13.4	3.
5	LAYBARGE	95.3	4.3	.0	21.5	.0	21.0	9.8	2.
7	LAYBARGE	83.1	4.3	.0	22.5	.0	23.1	10.7	2.
9	TENSIONR	70.9	4.3	.0	22.2	.0	22.6	27.8	6.
11	TENSIONR	58.7	4.3	.0	22.1	.0	22.3	44.9	10.
13	TENSIONR	46.5	4.3	.0	23.0	.0	24.0	63.0	14.
15	LAYBARGE	34.2	4.3	.0	13.5	.0	17.6	60.0	13.
17	LAYBARGE	21.4	4.3	.0	.0	.0	174.3	132.9	30.
19	LAYBARGE	8.4	3.6	.0	386.9	.0	1381.7	694.6	154.
22	STINGER	-9.9	-5	.0	.0	.0	175.6	133.2	30.
24	STINGER	-20.0	-3.4	.0	.0	.0	444.3	258.1	57.
26	STINGER	-29.9	-7.1	.0	491.3	.0	1828.9	901.8	200.
28	STINGER	-38.8	-12.5	.0	.0	.0	446.9	259.0	58.
30	STINGER	-47.3	-18.7	.0	.0	.0	165.4	127.7	28.
32	STINGER	-57.6	-26.8	.0	.0	.0	473.6	270.9	60.
34	STINGER	-66.9	-36.2	.0	698.6	.0	2720.4	1314.6	292.
36	STINGER	-72.8	-48.0	.0	.0	.0	758.0	402.4	89.
38	STINGER	-76.3	-60.7	.0	369.0	.0	1698.6	839.3	187.
62	SAGBEND	-163.1	-1421.3	.0	15.0	.0	910.4	438.9	98.
63	SAGBEND	-222.7	-1426.0	.0	66.9	.0	70.3	105.8	24.

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	DATE - 6/26/2018	TIME - 11:46:39	PAGE 14
PROJECT - Instalasi Pipeline 14 in		JOB NO. - 01	
USER ID - rainier	LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON	CASE 1	

=====

O V E R B E N D P I P E S U P P O R T G E O M E T R Y

STATION NO.	LOCATION	PIPE NODE	SUPT NODE	/----- PIPE COORDINATES -----/			/--- SUPPORT COORDINATES ---/			VERTICAL REACTION (KN)	VERTICAL SEPARATION (M)
				X (M)	Y (M)	ANGLE (DEG)	X (M)	Y (M)	ANGLE (DEG)		
1	LAYBARGE	1	2	119.699	1.500	.07	119.700	1.500	.00	8.78	.000
2	LAYBARGE	3	4	107.499	1.500	-.02	107.500	1.500	.00	25.25	.000
3	LAYBARGE	5	6	95.299	1.500	.00	95.300	1.500	.00	21.48	.000
4	LAYBARGE	7	8	83.099	1.500	.00	83.100	1.500	.00	22.47	.000
5	TENSIONR	9	10	70.899	1.500	.00	70.900	1.500	.00	22.25	.000
6	TENSIONR	11	12	58.699	1.500	.00	58.700	1.500	.00	22.11	.000
7	TENSIONR	13	14	46.499	1.500	.00	46.500	1.500	.00	22.99	.000
8	LAYBARGE	15	16	34.199	1.500	-.01	34.200	1.500	.22	13.52	.000
9	LAYBARGE	17	18	21.398	1.464	.61	21.400	1.400	1.52	.00	.064
10	LAYBARGE	19	20	8.408	.811	7.28	8.400	.810	3.68	386.93	.000
11	STINGER	22	23	-9.926	-3.282	14.96	-9.921	-3.282	27.51	.00	.002
12	STINGER	24	25	-20.035	-6.167	17.29	-19.893	-6.577	27.51	.00	.440
13	STINGER	26	27	-29.869	-9.874	26.02	-29.865	-9.871	27.51	491.34	.000
14	STINGER	28	29	-38.832	-15.343	34.76	-38.590	-15.719	13.84	.00	.478
15	STINGER	30	31	-47.315	-21.533	37.07	-47.305	-21.563	13.84	.00	.033
16	STINGER	32	33	-57.625	-29.641	39.84	-56.773	-30.663	13.84	.00	1.480
17	STINGER	34	35	-66.944	-38.959	54.20	-66.945	-38.959	70.76	698.56	.000
18	STINGER	36	37	-72.763	-50.807	69.93	-71.599	-51.233	70.76	.00	1.240
19	STINGER	38	39	-76.254	-63.495	80.99	-76.255	-63.497	70.76	368.96	.000

OUTPUT UNTUK MODEL 4

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	DATE - 6/26/2018	TIME - 11:55:57	PAGE 8
PROJECT - Instalasi Pipeline 14 in		JOB NO. - 01	
USER ID - rainier	LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON	CASE 1	

=====

D Y N A M I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESSES (MPA)		TOTAL STRESS (MPA)	PERCNT YIELD (PCT)
										VERT	HORIZ		

1	LAYBARGE	119.70	4.30	.00	.000	.068	.000	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	107.50	4.30	.00	.000	-.018	12.200	.00	.00	-15.72	.00	13.36	2.97
5	LAYBARGE	95.30	4.30	.00	.000	.0005	24.400	.00	.00	-11.52	.00	9.79	2.18
7	LAYBARGE	83.10	4.30	.00	.000	-.001	36.600	.00	.00	-12.64	.00	10.75	2.39
9	TENSIONR	70.90	4.30	.00	.000	.000	48.800	17.92	.00	-12.34	.00	28.41	6.31
11	TENSIONR	58.70	4.30	.00	.000	.000	61.000	35.84	.00	-12.43	.00	46.40	10.31
13	TENSIONR	46.50	4.30	.00	.000	.000	73.200	53.76	.00	-12.37	.00	64.27	14.28
15	LAYBARGE	34.20	4.30	.00	.000	.002	85.500	53.76	.00	-13.17	.00	64.95	14.43
17	LAYBARGE	21.40	4.26	.00	.000	.626	98.301	53.74	.00	-92.64	.00	132.49	29.44
19	LAYBARGE	8.41	3.61	.00	.000	7.206	111.315	53.10	.00	-754.82	.00	694.70	154.38
22	STINGER	-9.92	-4.48	.00	.000	15.326	130.116	53.34	.04	-155.36	.00	185.42	41.20
24	STINGER	-20.01	-3.46	.00	.000	17.668	140.629	53.10	-.28	-187.47	.00	212.58	47.24
26	STINGER	-29.88	-7.08	.00	.000	23.993	151.149	52.29	-.57	-723.30	.00	667.38	148.31
28	STINGER	-39.13	-12.05	.00	.000	31.621	161.657	52.31	-.97	-373.00	.00	369.84	82.19
30	STINGER	-47.69	-18.16	.00	.000	40.913	172.190	51.01	-1.46	-956.50	.00	864.77	192.17
32	STINGER	-56.66	-27.74	.00	.000	50.520	185.330	51.16	-2.23	-235.25	.00	252.25	56.06
34	STINGER	-64.59	-38.21	.00	.000	55.838	198.467	50.21	-3.08	-427.50	.00	415.13	92.25
36	STINGER	-71.36	-49.47	.00	.000	61.689	211.609	49.42	-3.98	-298.55	.00	305.20	67.82
38	STINGER	-76.55	-61.57	.00	.000	75.414	224.810	46.56	-4.96	-1380.07	.00	1222.11	271.58
40	SAGBEND	-80.75	-121.21	.00	.000	86.748	284.736	43.05	-9.76	-114.53	.00	145.52	32.34
41	SAGBEND	-83.25	-181.16	.00	.000	87.630	344.739	38.35	-14.58	-8.29	.00	54.18	12.04
42	SAGBEND	-85.71	-241.11	.00	.000	87.603	404.740	33.64	-19.41	.49	.00	46.88	10.42
43	SAGBEND	-88.28	-301.05	.00	.000	87.488	464.740	28.94	-24.23	1.31	.00	47.10	10.47
44	SAGBEND	-90.98	-360.99	.00	.000	87.354	524.740	24.23	-29.06	1.52	.00	47.30	10.51
45	SAGBEND	-93.82	-420.92	.00	.000	87.203	584.740	19.53	-33.88	1.70	.00	47.94	10.65
46	SAGBEND	-96.84	-480.85	.00	.000	87.035	644.739	14.83	-38.70	1.91	.00	49.04	10.90
47	SAGBEND	-100.04	-540.76	.00	.000	86.845	704.739	10.12	-43.53	2.16	.00	50.58	11.24
48	SAGBEND	-103.45	-600.67	.00	.000	86.630	764.739	5.42	-48.35	2.47	.00	52.51	11.67
49	SAGBEND	-107.11	-660.55	.00	.000	86.382	824.738	.72	-53.17	2.84	.00	54.80	12.18
50	SAGBEND	-111.04	-720.42	.00	.000	86.096	884.738	-3.98	-57.99	3.31	.00	57.41	12.76
51	SAGBEND	-115.30	-780.27	.00	.000	85.760	944.738	-8.68	-62.80	3.91	.00	60.30	13.40
52	SAGBEND	-119.94	-840.09	.00	.000	85.361	1004.737	-13.37	-67.62	4.68	.00	63.44	14.10
53	SAGBEND	-125.04	-899.87	.00	.000	84.879	1064.737	-18.07	-72.43	5.70	.00	66.81	14.85
54	SAGBEND	-130.69	-959.61	.00	.000	84.286	1124.737	-22.75	-77.24	7.10	.00	70.39	15.64
55	SAGBEND	-137.04	-1019.27	.00	.000	83.537	1184.736	-27.44	-82.04	9.09	.00	74.18	16.48
56	SAGBEND	-144.29	-1078.83	.00	.000	82.561	1244.736	-32.11	-86.84	12.06	.00	78.23	17.38
57	SAGBEND	-152.71	-1138.23	.00	.000	81.238	1304.736	-36.78	-91.62	16.78	.00	82.69	18.38
58	SAGBEND	-162.78	-1197.38	.00	.000	79.334	1364.736	-41.42	-96.38	25.03	.00	88.05	19.57
59	SAGBEND	-175.31	-1256.05	.00	.000	76.339	1424.737	-46.03	-101.10	41.81	.00	96.29	21.40
60	SAGBEND	-191.96	-1313.67	.00	.000	70.844	1484.740	-50.56	-105.74	84.08	.00	117.60	26.13
61	SAGBEND	-216.79	-1368.18	.00	.000	58.567	1544.752	-54.87	-110.13	197.72	.00	193.41	42.98
62	SAGBEND	-257.99	-1411.30	.00	.000	31.449	1604.937	-58.36	-113.60	368.67	.00	329.94	73.32
63	SEABED	-317.78	-1426.01	.00	.000	.152	1667.264	-59.38	-114.78	123.17	.00	145.81	32.40
64	SEABED	-377.78	-1426.01	.00	.000	.057	1727.264	-59.38	-114.78	24.59	.00	102.00	22.67
65	SEABED	-437.78	-1426.01	.00	.000	.015	1787.264	-59.38	-114.78	6.03	.00	99.66	22.15
66	SEABED	-497.78	-1426.01	.00	.000	.004	1847.263	-59.38	-114.78	1.49	.00	99.46	22.10
67	SEABED	-557.78	-1426.01	.00	.000	.001	1907.263	-59.38	-114.78	.34	.00	99.43	22.10
68	SEABED	-617.78	-1426.01	.00	.000	.001	1967.263	-59.38	-114.78	.00	.00	99.42	22.09

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC DATE - 6/26/2018 TIME - 11:55:57 PAGE 10

PROJECT - Instalasi Pipeline 14 in JOB NO. - 01

USER ID - rainier LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON CASE 1

=====

D Y N A M I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	SUPPORT	REACTION	SUPT SEPARATIONS		PIPE	BENDING MOMENTS		
		COORD (M)	COORD (M)	COORD (M)	VERT (KN)	HORIZ (KN)	VERT (M)	HORIZ (M)	TENSION (KN)	VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
1	LAYBARGE	119.70	4.30	.00	8.78	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	107.50	4.30	.00	25.25	.00	.00	.00	- .01	-28.69	.00	28.69
5	LAYBARGE	95.30	4.30	.00	21.47	.00	.00	.00	.00	-21.02	.00	21.02
7	LAYBARGE	83.10	4.30	.00	22.48	.00	.00	.00	.00	-23.07	.00	23.07
9	TENSIONR	70.90	4.30	.00	22.21	.00	.00	.65	416.65	-22.52	.00	22.52
11	TENSIONR	58.70	4.30	.00	22.29	.00	.00	.00	833.33	-22.68	.00	22.68
13	TENSIONR	46.50	4.30	.00	22.23	.00	.00	.00	1249.98	-22.58	.00	22.58
15	LAYBARGE	34.20	4.30	.00	15.81	.00	.00	.00	1249.98	-24.04	.00	24.04
17	LAYBARGE	21.40	4.26	.00	.00	.00	.06	.00	1249.70	-169.08	.00	169.08
19	LAYBARGE	8.41	3.61	.00	389.57	.00	.00	.00	1234.78	-1377.66	.00	1377.66
22	STINGER	-9.92	- .48	.00	39.82	.00	.00	.00	1240.80	-283.56	.00	283.56
24	STINGER	-20.01	-3.46	.00	.00	.00	.34	.00	1238.06	-342.16	.00	342.16
26	STINGER	-29.88	-7.08	.00	336.41	.00	.00	.00	1223.04	-1320.12	.00	1320.12
28	STINGER	-39.13	-12.05	.00	.00	.00	.70	.00	1228.39	-680.78	.00	680.78
30	STINGER	-47.69	-18.16	.00	450.09	.00	.00	.00	1204.22	-1745.76	.00	1745.76
32	STINGER	-56.66	-27.74	.00	6.95	.00	.00	.00	1217.38	-429.36	.00	429.36
34	STINGER	-64.59	-38.21	.00	179.36	.00	.00	.00	1205.59	-780.25	.00	780.25
36	STINGER	-71.36	-49.47	.00	.00	.00	1.24	.00	1198.58	-544.91	.00	544.91
38	STINGER	-76.55	-61.57	.00	581.33	.00	.00	.00	1144.13	-2518.84	.00	2518.84
40	SAGBEND	-80.75	-121.21	.00	.00	.00	.00	.00	1121.91	-209.04	.00	209.04
41	SAGBEND	-83.25	-181.16	.00	.00	.00	.00	.00	1072.52	-15.14	.00	15.14
42	SAGBEND	-85.71	-241.11	.00	.00	.00	.00	.00	1022.94	.90	.00	.90
43	SAGBEND	-88.28	-301.05	.00	.00	.00	.00	.00	973.37	2.39	.00	2.39
44	SAGBEND	-90.98	-360.99	.00	.00	.00	.00	.00	923.79	2.77	.00	2.77
45	SAGBEND	-93.82	-420.92	.00	.00	.00	.00	.00	874.23	3.10	.00	3.10
46	SAGBEND	-96.84	-480.85	.00	.00	.00	.00	.00	824.67	3.48	.00	3.48
47	SAGBEND	-100.04	-540.76	.00	.00	.00	.00	.00	775.11	3.94	.00	3.94
48	SAGBEND	-103.45	-600.67	.00	.00	.00	.00	.00	725.57	4.50	.00	4.50
49	SAGBEND	-107.11	-660.55	.00	.00	.00	.00	.00	676.04	5.19	.00	5.19
50	SAGBEND	-111.04	-720.42	.00	.00	.00	.00	.00	626.52	6.04	.00	6.04
51	SAGBEND	-115.30	-780.27	.00	.00	.00	.00	.00	577.02	7.13	.00	7.13
52	SAGBEND	-119.94	-840.09	.00	.00	.00	.00	.00	527.54	8.54	.00	8.54
53	SAGBEND	-125.04	-899.87	.00	.00	.00	.00	.00	478.09	10.40	.00	10.40
54	SAGBEND	-130.69	-959.61	.00	.00	.00	.00	.00	428.69	12.96	.00	12.96
55	SAGBEND	-137.04	-1019.27	.00	.00	.00	.00	.00	379.34	16.59	.00	16.59
56	SAGBEND	-144.29	-1078.83	.00	.00	.00	.00	.00	330.07	22.01	.00	22.01
57	SAGBEND	-152.71	-1138.23	.00	.00	.00	.00	.00	280.93	30.62	.00	30.62
58	SAGBEND	-162.78	-1197.38	.00	.00	.00	.00	.00	232.00	45.67	.00	45.67
59	SAGBEND	-175.31	-1256.05	.00	.00	.00	.00	.00	183.44	76.32	.00	76.32
60	SAGBEND	-191.96	-1313.67	.00	.00	.00	.00	.00	135.65	153.46	.00	153.46
61	SAGBEND	-216.79	-1368.18	.00	.00	.00	.00	.00	89.76	360.88	.00	360.88
62	SAGBEND	-257.99	-1411.30	.00	.00	.00	.00	.00	51.69	672.88	.00	672.88
63	SEABED	-317.78	-1426.01	.00	46.59	.00	.00	.00	42.60	224.80	.00	224.80
64	SEABED	-377.78	-1426.01	.00	49.94	.00	.00	.00	42.65	44.88	.00	44.88
65	SEABED	-437.78	-1426.01	.00	49.73	.00	.00	.00	42.65	11.00	.00	11.00
66	SEABED	-497.78	-1426.01	.00	49.66	.00	.00	.00	42.65	2.72	.00	2.72
67	SEABED	-557.78	-1426.01	.00	49.64	.00	.00	.00	42.65	.61	.00	.61
68	SEABED	-617.78	-1426.01	.00	.00	.00	.00	.00	42.65	.00	.00	.00

D Y N A M I C S O L U T I O N S U M M A R Y

PIPE PROPERTIES (1)

=====			
PIPE SECTION LENGTH ..	12.00 M	ELASTIC MODULUS	207000. MPA
OUTSIDE DIAMETER	35.560 CM	CROSS SECTIONAL AREA .	232.52 CM2
WALL THICKNESS	2.220 CM	MOMENT OF INERTIA	32451.22 CM4
WEIGHT/LENGTH IN AIR ..	1825.316 N/M	YIELD STRESS	450.00 MPA
SUBMERGED WGHT/LENG ..	827.204 N/M	STRESS INTENS FACTOR .	1.000
SPECIFIC GRAVITY	1.829		

BARGE DATA

=====			
TOTAL PIPE TENSION ...	1249.98 KN	RADIUS OF CURVATURE ..	.00 M
NUMBER OF TENSIONERS .	3	BARGE TRIM ANGLE000 DEG
NO. OF PIPE SUPPORTS .	7	PIPE ANGLE AT STERN ..	7.206 DEG
BARGE HEADING000 DEG	OFFSET FROM R.O.W.00 M

STINGER DATA

=====			
NO. OF PIPE SUPPORTS .	9	STINGER STERN DEPTH ..	-61.57 M
NO. STINGER SECTIONS .	9	PIPE ANGLE AT STERN ..	75.414 DEG
RADIUS OF CURVATURE ..	96.20 M	STINGER LENGTH	105.06 M

SAGBEND DATA

=====			
WATER DEPTH	1426.00 M	HORIZ PIPE TENSION ...	42.65 KN
TOUCHDOWN X-COORD. ...	-317.07 M	BOTTOM SLOPE ANGLE000 DEG

===== SOLUTION SUMMARY =====										
NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD	Y COORD	Z COORD	SUPPORT VERT	REACT HORIZ	TOTAL MOMENT	TOTAL STRESS	PCT YLD	
=====										
1	LAYBARGE	119.7	4.3	.0	8.8	.0	.0	.0	0.	
3	LAYBARGE	107.5	4.3	.0	25.2	.0	28.7	13.4	3.	
5	LAYBARGE	95.3	4.3	.0	21.5	.0	21.0	9.8	2.	
7	LAYBARGE	83.1	4.3	.0	22.5	.0	23.1	10.7	2.	
9	TENSIONR	70.9	4.3	.0	22.2	.0	22.5	28.4	6.	
11	TENSIONR	58.7	4.3	.0	22.3	.0	22.7	46.4	10.	
13	TENSIONR	46.5	4.3	.0	22.2	.0	22.6	64.3	14.	
15	LAYBARGE	34.2	4.3	.0	15.8	.0	24.0	65.0	14.	
17	LAYBARGE	21.4	4.3	.0	.0	.0	169.1	132.5	29.	
19	LAYBARGE	8.4	3.6	.0	389.6	.0	1377.7	694.7	154.	
22	STINGER	-9.9	-5	.0	39.8	.0	283.6	185.4	41.	
24	STINGER	-20.0	-3.5	.0	.0	.0	342.2	212.6	47.	
26	STINGER	-29.9	-7.1	.0	336.4	.0	1320.1	667.4	148.	
28	STINGER	-39.1	-12.1	.0	.0	.0	680.8	369.8	82.	
30	STINGER	-47.7	-18.2	.0	450.1	.0	1745.8	864.8	192.	
32	STINGER	-56.7	-27.7	.0	6.9	.0	429.4	252.2	56.	
34	STINGER	-64.6	-38.2	.0	179.4	.0	780.2	415.1	92.	
36	STINGER	-71.4	-49.5	.0	.0	.0	544.9	305.2	68.	
38	STINGER	-76.6	-61.6	.0	581.3	.0	2518.8	1222.1	272.	
62	SAGBEND	-258.0	-1411.3	.0	.0	.0	672.9	329.9	73.	
63	SEABED	-317.8	-1426.0	.0	46.6	.0	224.8	145.8	32.	

=====							
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC			DATE - 6/26/2018		TIME - 11:55:57		PAGE 14
PROJECT - Instalasi Pipeline 14 in					JOB NO. - 01		
USER ID - rainier			LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON			CASE 1	
=====							

O V E R B E N D P I P E S U P P O R T G E O M E T R Y

=====												
STATION NO.	LOCATION	PIPE NODE	SUPT NODE	/----- PIPE COORDINATES -----/			/--- SUPPORT COORDINATES ---/			VERTICAL REACTION	VERTICAL SEPARATION	
				X (M)	Y (M)	ANGLE (DEG)	X (M)	Y (M)	ANGLE (DEG)	(KN)	(M)	
=====												
1	LAYBARGE	1	2	119.699	1.500	.07	119.700	1.500	.00	8.78	.000	
2	LAYBARGE	3	4	107.499	1.500	-.02	107.500	1.500	.00	25.25	.000	
3	LAYBARGE	5	6	95.299	1.500	.00	95.300	1.500	.00	21.47	.000	
4	LAYBARGE	7	8	83.099	1.500	.00	83.100	1.500	.00	22.48	.000	
5	TENSIONR	9	10	70.899	1.500	.00	70.900	1.500	.00	22.21	.000	
6	TENSIONR	11	12	58.699	1.500	.00	58.700	1.500	.00	22.29	.000	
7	TENSIONR	13	14	46.499	1.500	.00	46.500	1.500	.00	22.23	.000	
8	LAYBARGE	15	16	34.199	1.500	.00	34.200	1.500	.22	15.81	.000	
9	LAYBARGE	17	18	21.398	1.458	.63	21.400	1.400	1.52	.00	.058	
10	LAYBARGE	19	20	8.408	.811	7.21	8.400	.810	3.68	389.57	.000	
11	STINGER	22	23	-9.925	-3.283	15.33	-9.921	-3.282	27.51	39.82	.000	
12	STINGER	24	25	-20.007	-6.261	17.67	-19.893	-6.577	27.51	.00	.340	
13	STINGER	26	27	-29.879	-9.878	23.99	-29.865	-9.871	27.51	336.41	.000	
14	STINGER	28	29	-39.127	-14.851	31.62	-38.785	-15.417	11.88	.00	.702	
15	STINGER	30	31	-47.694	-20.960	40.91	-47.694	-20.960	11.88	450.09	.000	
16	STINGER	32	33	-56.663	-30.541	50.52	-56.664	-30.542	11.88	6.95	.000	
17	STINGER	34	35	-64.590	-41.011	55.84	-64.592	-41.012	17.88	179.36	.000	
18	STINGER	36	37	-71.361	-52.268	61.69	-70.574	-52.693	17.88	.00	1.241	
19	STINGER	38	39	-76.554	-64.368	75.41	-76.556	-64.375	17.88	581.33	.000	

OUTPUT UNTUK MODEL 5

=====							
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC		DATE - 6/26/2018		TIME - 12: 2:11		PAGE 8	
PROJECT - Instalasi Pipeline 14 in				JOB NO. - 01			
USER ID - rainier		LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON				CASE 1	
=====							

D Y N A M I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

=====													
NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESSES VERT (MPA)	HORIZ STRESSES (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCNT YIELD (PCT)
=====													
1	LAYBARGE	119.70	4.30	.00	.000	.068	.000	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	107.50	4.30	.00	.000	-.018	12.200	.00	.00	-15.72	.00	13.36	2.97
5	LAYBARGE	95.30	4.30	.00	.000	.005	24.400	.00	.00	-11.52	.00	9.79	2.18

7	LAYBARGE	83.10	4.30	.00	.000	-0.001	36.600	.00	.00	-12.64	.00	10.75	2.39
9	TENSIONR	70.90	4.30	.00	.000	.000	48.800	17.96	.00	-12.34	.00	28.45	6.32
11	TENSIONR	58.70	4.30	.00	.000	.000	61.000	35.88	.00	-12.41	.00	46.43	10.32
13	TENSIONR	46.50	4.30	.00	.000	.000	73.200	53.80	.00	-12.45	.00	64.38	14.31
15	LAYBARGE	34.20	4.30	.00	.000	.001	85.500	53.80	.00	-12.84	.00	64.72	14.38
17	LAYBARGE	21.40	4.26	.00	.000	.624	98.301	53.79	.00	-92.85	.00	132.71	29.49
19	LAYBARGE	8.41	3.61	.00	.000	7.221	111.315	53.14	.00	-756.81	.00	696.43	154.76
22	STINGER	-9.92	-4.48	.00	.000	15.257	130.116	53.39	-.04	-144.89	.00	176.56	39.24
24	STINGER	-20.01	-3.44	.00	.000	17.596	140.629	53.14	-.28	-197.57	.00	221.21	49.16
26	STINGER	-29.88	-7.08	.00	.000	24.378	151.149	52.25	-.57	-778.42	.00	714.19	158.71
28	STINGER	-39.08	-12.14	.00	.000	32.007	161.657	52.39	-.98	-318.07	.00	323.23	71.83
30	STINGER	-47.68	-18.15	.00	.000	38.813	172.164	51.56	-1.46	-660.30	.00	613.55	136.34
32	STINGER	-57.27	-27.13	.00	.000	46.136	185.302	51.25	-2.18	-251.98	.00	266.53	59.23
34	STINGER	-65.80	-37.23	.00	.000	55.636	198.541	49.63	-3.00	-919.87	.00	833.02	185.12
36	STINGER	-72.02	-48.77	.00	.000	65.826	211.672	49.50	-3.93	-337.96	.00	338.75	75.28
38	STINGER	-76.41	-61.14	.00	.000	77.593	224.818	47.36	-4.92	-1106.97	.00	990.75	220.17
40	SAGBEND	-80.60	-120.84	.00	.000	86.581	284.759	43.42	-9.73	-91.86	.00	126.64	28.14
41	SAGBEND	-83.48	-180.78	.00	.000	87.250	344.762	38.72	-14.55	-6.31	.00	52.88	11.75
42	SAGBEND	-86.36	-240.71	.00	.000	87.188	404.763	34.01	-19.37	.84	.00	47.47	10.55
43	SAGBEND	-89.37	-300.63	.00	.000	87.052	464.763	29.31	-24.20	1.55	.00	47.59	10.57
44	SAGBEND	-92.53	-360.55	.00	.000	86.896	524.763	24.61	-29.02	1.76	.00	47.76	10.61
45	SAGBEND	-95.87	-420.46	.00	.000	86.721	584.763	19.90	-33.84	1.97	.00	48.39	10.75
46	SAGBEND	-99.41	-480.35	.00	.000	86.526	644.763	15.20	-38.66	2.21	.00	49.47	10.99
47	SAGBEND	-103.16	-540.24	.00	.000	86.306	704.763	10.50	-43.48	2.50	.00	50.99	11.33
48	SAGBEND	-107.15	-600.10	.00	.000	86.056	764.762	5.80	-48.30	2.85	.00	52.90	11.76
49	SAGBEND	-111.42	-659.95	.00	.000	85.771	824.762	1.11	-53.12	3.28	.00	55.17	12.26
50	SAGBEND	-116.02	-719.77	.00	.000	85.440	884.762	-3.59	-57.93	3.81	.00	57.76	12.84
51	SAGBEND	-120.99	-779.57	.00	.000	85.054	944.762	-8.28	-62.75	4.49	.00	60.64	13.47
52	SAGBEND	-126.39	-839.32	.00	.000	84.596	1004.761	-12.97	-67.56	5.36	.00	63.77	14.17
53	SAGBEND	-132.33	-899.03	.00	.000	84.045	1064.761	-17.66	-72.36	6.51	.00	67.13	14.92
54	SAGBEND	-138.89	-958.67	.00	.000	83.369	1124.761	-22.34	-77.16	8.07	.00	70.71	15.71
55	SAGBEND	-146.25	-1018.21	.00	.000	82.520	1184.760	-27.02	-81.96	10.27	.00	74.52	16.56
56	SAGBEND	-154.61	-1077.63	.00	.000	81.421	1244.760	-31.68	-86.74	13.52	.00	78.61	17.47
57	SAGBEND	-164.29	-1136.84	.00	.000	79.945	1304.760	-36.33	-91.50	18.60	.00	83.17	18.48
58	SAGBEND	-175.79	-1195.72	.00	.000	77.853	1364.760	-40.95	-96.24	27.24	.00	88.70	19.71
59	SAGBEND	-189.94	-1254.02	.00	.000	74.643	1424.761	-45.53	-100.94	43.97	.00	97.12	21.58
60	SAGBEND	-208.37	-1311.10	.00	.000	69.053	1484.764	-50.02	-105.53	82.62	.00	116.96	25.99
61	SAGBEND	-234.65	-1364.94	.00	.000	57.551	1544.777	-54.27	-109.86	179.10	.00	180.09	40.02
62	SAGBEND	-275.70	-1408.34	.00	.000	33.332	1604.958	-57.76	-113.36	334.05	.00	301.46	66.99
63	SAGBEND	-334.77	-1425.74	.00	.000	1.636	1667.304	-59.05	-114.76	199.95	.00	198.33	44.07
64	SAGBEND	-394.76	-1425.98	.00	.000	.249	1727.304	-59.04	-114.78	51.80	.00	109.40	24.31
65	SEABED	-454.76	-1426.01	.00	.000	.044	1787.303	-59.04	-114.78	17.33	.00	100.74	22.39
66	SEABED	-514.76	-1426.01	.00	.000	.011	1847.303	-59.04	-114.78	4.36	.00	99.55	22.12
67	SEABED	-574.76	-1426.01	.00	.000	.003	1907.303	-59.04	-114.78	.99	.00	99.43	22.10
68	SEABED	-634.76	-1426.01	.00	.000	.002	1967.303	-59.04	-114.78	.00	.00	99.42	22.09

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC DATE - 6/26/2018 TIME - 12: 2:11 PAGE 10

PROJECT - Instalasi Pipeline 14 in JOB NO. - 01

USER ID - rainier LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON CASE 1

=====

D Y N A M I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	SUPPORT VERT (KN)	REACTION HORIZ (KN)	SUPT VERT (M)	SEPARATIONS HORIZ (M)	PIPE TENSION (KN)	BENDING MOMENTS VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
1	LAYBARGE	119.70	4.30	.00	8.78	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	107.50	4.30	.00	25.25	.00	.00	.00	-.01	-28.69	.00	28.69
5	LAYBARGE	95.30	4.30	.00	21.47	.00	.00	.00	.00	-21.02	.00	21.02
7	LAYBARGE	83.10	4.30	.00	22.48	.00	.00	.00	.00	-23.07	.00	23.07
9	TENSIONR	70.90	4.30	.00	22.21	.00	.00	.00	417.64	-22.53	.00	22.53
11	TENSIONR	58.70	4.30	.00	22.27	.00	.00	.00	834.31	-22.65	.00	22.65
13	TENSIONR	46.50	4.30	.00	22.30	.00	.00	.00	1250.97	-22.72	.00	22.72
15	LAYBARGE	34.20	4.30	.00	15.61	.00	.00	.00	1250.97	-23.44	.00	23.44
17	LAYBARGE	21.40	4.26	.00	.00	.00	.06	.00	1250.69	-169.47	.00	169.47
19	LAYBARGE	8.41	3.61	.00	391.13	.00	.00	.00	1235.70	-1381.30	.00	1381.30
22	STINGER	-9.92	-4.48	.00	33.00	.00	.00	.00	1241.86	-264.44	.00	264.44
24	STINGER	-20.01	-3.44	.00	.00	.00	.36	.00	1238.97	-360.60	.00	360.60
26	STINGER	-29.88	-7.08	.00	372.63	.00	.00	.00	1221.98	-1420.74	.00	1420.74
28	STINGER	-39.08	-12.14	.00	.00	.00	.60	.00	1230.25	-580.52	.00	580.52
30	STINGER	-47.68	-18.15	.00	298.08	.00	.00	.00	1217.02	-1205.15	.00	1205.15
32	STINGER	-57.27	-27.13	.00	.00	.00	1.04	.00	1218.73	-459.90	.00	459.90
34	STINGER	-65.80	-37.23	.00	428.19	.00	.00	.00	1191.19	-1678.90	.00	1678.90
36	STINGER	-72.02	-48.77	.00	.00	.00	1.76	.00	1199.60	-616.83	.00	616.83
38	STINGER	-76.41	-61.14	.00	459.28	.00	.00	.00	1162.14	-2020.38	.00	2020.38
40	SAGBEND	-80.60	-120.84	.00	.00	.00	.00	.00	1130.15	-167.66	.00	167.66
41	SAGBEND	-83.48	-180.78	.00	.00	.00	.00	.00	1080.70	-11.51	.00	11.51
42	SAGBEND	-86.36	-240.71	.00	.00	.00	.00	.00	1031.14	1.53	.00	1.53
43	SAGBEND	-89.37	-300.63	.00	.00	.00	.00	.00	981.58	2.82	.00	2.82
44	SAGBEND	-92.53	-360.55	.00	.00	.00	.00	.00	932.03	3.22	.00	3.22
45	SAGBEND	-95.87	-420.46	.00	.00	.00	.00	.00	882.48	3.60	.00	3.60
46	SAGBEND	-99.41	-480.35	.00	.00	.00	.00	.00	832.94	4.04	.00	4.04
47	SAGBEND	-103.16	-540.24	.00	.00	.00	.00	.00	783.42	4.57	.00	4.57
48	SAGBEND	-107.15	-600.10	.00	.00	.00	.00	.00	733.90	5.21	.00	5.21
49	SAGBEND	-111.42	-659.95	.00	.00	.00	.00	.00	684.40	5.99	.00	5.99
50	SAGBEND	-116.02	-719.77	.00	.00	.00	.00	.00	634.93	6.96	.00	6.96
51	SAGBEND	-120.99	-779.57	.00	.00	.00	.00	.00	585.47	8.19	.00	8.19
52	SAGBEND	-126.39	-839.32	.00	.00	.00	.00	.00	536.05	9.78	.00	9.78
53	SAGBEND	-132.33	-899.03	.00	.00	.00	.00	.00	486.66	11.88	.00	11.88
54	SAGBEND	-138.89	-958.67	.00	.00	.00	.00	.00	437.33	14.73	.00	14.73
55	SAGBEND	-146.25	-1018.21	.00	.00	.00	.00	.00	388.08	18.75	.00	18.75
56	SAGBEND	-154.61	-1077.63	.00	.00	.00	.00	.00	338.93	24.67	.00	24.67
57	SAGBEND	-164.29	-1136.84	.00	.00	.00	.00	.00	289.95	33.94	.00	33.94
58	SAGBEND	-175.79	-1195.72	.00	.00	.00	.00	.00	241.24	49.72	.00	49.72
59	SAGBEND	-189.94	-1254.02	.00	.00	.00	.00	.00	192.98	80.26	.00	80.26
60	SAGBEND	-208.37	-1311.10	.00	.00	.00	.00	.00	145.65	150.80	.00	150.80
61	SAGBEND	-234.65	-1364.94	.00	.00	.00	.00	.00	100.49	326.89	.00	326.89
62	SAGBEND	-275.70	-1408.34	.00	.00	.00	.00	.00	62.60	609.69	.00	609.69
63	SAGBEND	-334.77	-1425.74	.00	36.45	.00	.00	.00	50.05	364.94	.00	364.94
64	SAGBEND	-394.76	-1425.98	.00	51.92	.00	.00	.00	50.47	94.55	.00	94.55
65	SEABED	-454.76	-1426.01	.00	49.99	.00	.00	.00	50.48	31.63	.00	31.63
66	SEABED	-514.76	-1426.01	.00	49.70	.00	.00	.00	50.48	7.97	.00	7.97
67	SEABED	-574.76	-1426.01	.00	49.65	.00	.00	.00	50.48	1.80	.00	1.80
68	SEABED	-634.76	-1426.01	.00	.00	.00	.00	.00	50.48	.00	.00	.00

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 12

Instalasi Pipeline 14 in JOB NO. - 01 LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON

USER ID - rainier DATE - 6/26/2018 TIME - 12: 2:11 CASE 1

=====

D Y N A M I C S O L U T I O N S U M M A R Y

PIPE PROPERTIES (1)

=====			
PIPE SECTION LENGTH ..	12.00 M	ELASTIC MODULUS	207000. MPA
OUTSIDE DIAMETER	35.560 CM	CROSS SECTIONAL AREA .	232.52 CM2
WALL THICKNESS	2.220 CM	MOMENT OF INERTIA	32451.22 CM4
WEIGHT/LENGTH IN AIR ..	1825.316 N/M	YIELD STRESS	450.00 MPA
SUBMERGED WGHT/LENG ..	827.204 N/M	STRESS INTENS FACTOR .	1.000
SPECIFIC GRAVITY	1.829		

BARGE DATA

=====			
TOTAL PIPE TENSION ...	1250.98 KN	RADIUS OF CURVATURE ..	.00 M
NUMBER OF TENSIONERS .	3	BARGE TRIM ANGLE000 DEG
NO. OF PIPE SUPPORTS .	7	PIPE ANGLE AT STERN ..	7.221 DEG
BARGE HEADING000 DEG	OFFSET FROM R.O.W.00 M

STINGER DATA

=====			
NO. OF PIPE SUPPORTS .	9	STINGER STERN DEPTH ..	-61.14 M
NO. STINGER SECTIONS .	9	PIPE ANGLE AT STERN ..	77.593 DEG
RADIUS OF CURVATURE ..	96.20 M	STINGER LENGTH	105.06 M

SAGBEND DATA

=====			
WATER DEPTH	1426.00 M	HORIZ PIPE TENSION ...	50.48 KN
TOUCHDOWN X-COORD. ...	-348.79 M	BOTTOM SLOPE ANGLE000 DEG

===== SOLUTION SUMMARY =====										
NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD	Y COORD	Z COORD	SUPPORT VERT	REACT HORIZ	TOTAL MOMENT	TOTAL STRESS	PCT YLD	
=====										
1	LAYBARGE	119.7	4.3	.0	8.8	.0	.0	.0	0.	
3	LAYBARGE	107.5	4.3	.0	25.2	.0	28.7	13.4	3.	
5	LAYBARGE	95.3	4.3	.0	21.5	.0	21.0	9.8	2.	
7	LAYBARGE	83.1	4.3	.0	22.5	.0	23.1	10.7	2.	
9	TENSIONR	70.9	4.3	.0	22.2	.0	22.5	28.5	6.	
11	TENSIONR	58.7	4.3	.0	22.3	.0	22.6	46.4	10.	
13	TENSIONR	46.5	4.3	.0	22.3	.0	22.7	64.4	14.	
15	LAYBARGE	34.2	4.3	.0	15.6	.0	23.4	64.7	14.	
17	LAYBARGE	21.4	4.3	.0	.0	.0	169.5	132.7	29.	
19	LAYBARGE	8.4	3.6	.0	391.1	.0	1381.3	696.4	155.	
22	STINGER	-9.9	-5	.0	33.0	.0	264.4	176.6	39.	
24	STINGER	-20.0	-3.4	.0	.0	.0	360.6	221.2	49.	
26	STINGER	-29.9	-7.1	.0	372.6	.0	1420.7	714.2	159.	
28	STINGER	-39.1	-12.1	.0	.0	.0	580.5	323.2	72.	
30	STINGER	-47.7	-18.2	.0	298.1	.0	1205.1	613.5	136.	
32	STINGER	-57.3	-27.1	.0	.0	.0	459.9	266.5	59.	
34	STINGER	-65.8	-37.2	.0	428.2	.0	1678.9	833.0	185.	
36	STINGER	-72.0	-48.8	.0	.0	.0	616.8	338.7	75.	
38	STINGER	-76.4	-61.1	.0	459.3	.0	2020.4	990.7	220.	
62	SAGBEND	-275.7	-1408.3	.0	.0	.0	609.7	301.5	67.	
64	SAGBEND	-394.8	-1426.0	.0	51.9	.0	94.5	109.4	24.	

=====					=====				
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	DATE -	6/26/2018	TIME -	12: 2:11	PAGE	14			
PROJECT - Instalasi Pipeline 14 in				JOB NO. -	01				
USER ID - rainier				LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON	CASE	1			
=====									

O V E R B E N D P I P E S U P P O R T G E O M E T R Y

=====											
STATION NO.	LOCATION	PIPE NODE	SUPT NODE	/----- PIPE COORDINATES -----/			/--- SUPPORT COORDINATES ---/			VERTICAL REACTION	VERTICAL SEPARATION
				X (M)	Y (M)	ANGLE (DEG)	X (M)	Y (M)	ANGLE (DEG)	(KN)	(M)
=====											
1	LAYBARGE	1	2	119.699	1.500	.07	119.700	1.500	.00	8.78	.000
2	LAYBARGE	3	4	107.499	1.500	-.02	107.500	1.500	.00	25.25	.000
3	LAYBARGE	5	6	95.299	1.500	.00	95.300	1.500	.00	21.47	.000
4	LAYBARGE	7	8	83.099	1.500	.00	83.100	1.500	.00	22.48	.000
5	TENSIONR	9	10	70.899	1.500	.00	70.900	1.500	.00	22.21	.000
6	TENSIONR	11	12	58.699	1.500	.00	58.700	1.500	.00	22.27	.000
7	TENSIONR	13	14	46.499	1.500	.00	46.500	1.500	.00	22.30	.000
8	LAYBARGE	15	16	34.199	1.500	.00	34.200	1.500	.22	15.61	.000
9	LAYBARGE	17	18	21.398	1.458	.62	21.400	1.400	1.52	.00	.058
10	LAYBARGE	19	20	8.408	.811	7.22	8.400	.810	3.68	391.13	.000
11	STINGER	22	23	-9.925	-3.283	15.26	-9.921	-3.282	27.51	33.00	.000
12	STINGER	24	25	-20.012	-6.244	17.60	-19.893	-6.577	27.51	.00	.359
13	STINGER	26	27	-29.877	-9.877	24.38	-29.865	-9.871	27.51	372.63	.000
14	STINGER	28	29	-39.079	-14.936	32.01	-38.785	-15.417	11.88	.00	.600
15	STINGER	30	31	-47.685	-20.953	38.81	-47.694	-20.960	11.88	298.08	.000
16	STINGER	32	33	-57.265	-29.930	46.14	-56.664	-30.542	11.88	.00	1.038
17	STINGER	34	35	-65.802	-40.029	55.64	-65.780	-39.996	11.06	428.19	.000
18	STINGER	36	37	-72.023	-51.572	65.83	-71.099	-51.988	11.06	.00	1.757
19	STINGER	38	39	-76.413	-63.938	77.59	-76.426	-63.993	11.06	459.28	.000

OUTPUT UNTUK MODEL 6

=====					=====				
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	DATE -	6/26/2018	TIME -	12: 3:24	PAGE	8			
PROJECT - Instalasi Pipeline 14 in				JOB NO. -	01				
USER ID - rainier				LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON	CASE	1			
=====									

D Y N A M I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

=====													
NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING STRESSES VERT (MPA)	HORIZ STRESS (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCNT YIELD (PCT)
=====													
1	LAYBARGE	119.70	4.30	.00	.000	.068	.000	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	107.50	4.30	.00	.000	-.018	12.200	.00	.00	-15.72	.00	13.36	2.97

5	LAYBARGE	95.30	4.30	.00	.000	.005	24.400	.00	.00	-11.52	.00	9.79	2.18
7	LAYBARGE	83.10	4.30	.00	.000	-.001	36.600	.00	.00	-12.63	.00	10.74	2.39
9	TENSIONR	70.90	4.30	.00	.000	.000	48.800	17.26	.00	-12.37	.00	27.77	6.17
11	TENSIONR	58.70	4.30	.00	.000	-.001	61.000	34.52	.00	-12.31	.00	44.98	9.99
13	TENSIONR	46.50	4.30	.00	.000	.002	73.200	51.78	.00	-12.87	.00	62.72	13.94
15	LAYBARGE	34.20	4.30	.00	.000	-.008	85.500	51.78	.00	-10.97	.00	61.10	13.58
17	LAYBARGE	21.40	4.26	.00	.000	.618	98.301	51.76	.00	-94.59	.00	132.16	29.37
19	LAYBARGE	8.41	3.61	.00	.000	7.230	111.315	51.13	.00	-750.52	.00	689.07	153.13
22	STINGER	-9.92	-4.48	.00	.000	15.222	130.116	51.37	-.04	-135.21	.00	166.32	36.96
24	STINGER	-20.01	-3.43	.00	.000	17.557	140.629	51.11	-.28	-204.87	.00	225.39	50.09
26	STINGER	-29.88	-7.08	.00	.000	24.571	151.149	50.19	-.57	-798.49	.00	729.19	162.04
28	STINGER	-39.06	-12.18	.00	.000	32.208	161.657	50.38	-.98	-293.05	.00	299.96	66.66
30	STINGER	-47.69	-18.16	.00	.000	37.748	172.164	49.73	-1.46	-500.68	.00	476.05	105.79
32	STINGER	-57.55	-26.80	.00	.000	43.946	185.280	49.24	-2.16	-268.09	.00	278.21	61.82
34	STINGER	-66.33	-36.63	.00	.000	55.329	198.487	47.21	-2.95	-1124.01	.00	1004.10	223.13
36	STINGER	-72.36	-48.32	.00	.000	67.653	211.671	47.48	-3.89	-378.35	.00	371.04	82.45
38	STINGER	-76.33	-60.90	.00	.000	79.698	224.884	45.40	-4.90	-1083.76	.00	969.06	215.35
40	SAGBEND	-78.22	-120.75	.00	.000	88.868	284.856	41.44	-9.72	-88.83	.00	122.09	27.13
41	SAGBEND	-78.66	-180.75	.00	.000	89.633	344.859	36.73	-14.55	-6.95	.00	51.48	11.44
42	SAGBEND	-78.99	-240.75	.00	.000	89.682	404.859	32.02	-19.38	-.38	.00	45.26	10.06
43	SAGBEND	-79.33	-300.75	.00	.000	89.671	464.860	27.31	-24.21	.15	.00	44.76	9.95
44	SAGBEND	-79.68	-360.75	.00	.000	89.653	524.860	22.60	-29.04	.21	.00	44.98	10.00
45	SAGBEND	-80.06	-420.75	.00	.000	89.632	584.859	17.90	-33.87	.23	.00	45.68	10.15
46	SAGBEND	-80.45	-480.75	.00	.000	89.609	644.859	13.19	-38.70	.26	.00	46.86	10.41
47	SAGBEND	-80.88	-540.75	.00	.000	89.582	704.859	8.48	-43.53	.30	.00	48.48	10.77
48	SAGBEND	-81.33	-600.75	.00	.000	89.552	764.859	3.77	-48.35	.35	.00	50.51	11.22
49	SAGBEND	-81.82	-660.74	.00	.000	89.517	824.859	-.94	-53.18	.40	.00	52.89	11.75
50	SAGBEND	-82.34	-720.74	.00	.000	89.477	884.859	-5.65	-58.01	.47	.00	55.57	12.35
51	SAGBEND	-82.92	-780.74	.00	.000	89.428	944.858	-10.36	-62.84	.57	.00	58.53	13.01
52	SAGBEND	-83.54	-840.73	.00	.000	89.370	1004.858	-15.07	-67.67	.69	.00	61.72	13.71
53	SAGBEND	-84.24	-900.73	.00	.000	89.299	1064.858	-19.78	-72.50	.85	.00	65.10	14.47
54	SAGBEND	-85.02	-960.73	.00	.000	89.209	1124.858	-24.49	-77.33	1.09	.00	68.65	15.26
55	SAGBEND	-85.91	-1020.72	.00	.000	89.093	1184.858	-29.20	-82.16	1.43	.00	72.35	16.08
56	SAGBEND	-86.93	-1080.71	.00	.000	88.937	1244.857	-33.91	-86.99	1.98	.00	76.17	16.93
57	SAGBEND	-88.16	-1140.70	.00	.000	88.713	1304.857	-38.62	-91.82	2.94	.00	80.11	17.80
58	SAGBEND	-89.68	-1200.68	.00	.000	88.355	1364.857	-43.33	-96.64	5.20	.00	84.22	18.72
59	SAGBEND	-91.75	-1260.64	.00	.000	87.560	1424.857	-48.03	-101.47	15.09	.00	89.24	19.83
60	SAGBEND	-95.60	-1320.51	.00	.000	84.190	1484.858	-52.74	-106.29	77.14	.00	113.25	25.17
61	SAGBEND	-108.45	-1378.89	.00	.000	67.135	1544.864	-57.44	-110.99	336.50	.00	303.59	67.46
62	SAGBEND	-153.69	-1421.79	.00	.000	16.782	1609.088	-60.95	-114.44	503.81	.00	443.19	98.49
63	SAGBEND	-213.31	-1425.93	.00	.000	.462	1669.087	-60.98	-114.77	43.44	.00	107.34	23.85
64	SEABED	-273.31	-1426.01	.00	.000	.056	1729.087	-60.98	-114.78	20.44	.00	101.59	22.58
65	SEABED	-333.31	-1426.01	.00	.000	.014	1789.087	-60.98	-114.78	4.85	.00	99.70	22.16
66	SEABED	-393.31	-1426.01	.00	.000	.011	1849.087	-60.98	-114.78	.00	.00	99.47	22.10

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	DATE - 6/26/2018	TIME - 12: 3:24	PAGE 10
PROJECT - Instalasi Pipeline 14 in	JOB NO. - 01		
USER ID - rainier	LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON	CASE 1	

=====

STATIC PIPE COORDINATES, FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	SUPPORT VERT (KN)	REACTION HORIZ (KN)	SUPT VERT (M)	SEPARATIONS HORIZ (M)	PIPE TENSION (KN)	BENDING MOMENTS VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
1	LAYBARGE	119.70	4.30	.00	8.78	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	107.50	4.30	.00	25.25	.00	.00	.00	-.01	-28.69	.00	28.69
5	LAYBARGE	95.30	4.30	.00	21.47	.00	.00	.00	.00	-21.03	.00	21.03
7	LAYBARGE	83.10	4.30	.00	22.48	.00	.00	.00	.00	-23.06	.00	23.06
9	TENSIONR	70.90	4.30	.00	22.23	.00	.00	.00	401.23	-22.57	.00	22.57
11	TENSIONR	58.70	4.30	.00	22.18	.00	.00	.00	802.57	-22.46	.00	22.46
13	TENSIONR	46.50	4.30	.00	22.70	.00	.00	.00	1203.90	-23.49	.00	23.49
15	LAYBARGE	34.20	4.30	.00	14.32	.00	.00	.00	1203.90	-20.01	.00	20.01
17	LAYBARGE	21.40	4.26	.00	.00	.00	.06	.00	1203.61	-172.63	.00	172.63
19	LAYBARGE	8.41	3.61	.00	382.08	.00	.00	.00	1188.85	-1369.82	.00	1369.82
22	STINGER	-9.92	-4.48	.00	25.40	.00	.00	.00	1194.88	-246.78	.00	246.78
24	STINGER	-20.01	-3.43	.00	.00	.00	.37	.00	1191.85	-373.92	.00	373.92
26	STINGER	-29.88	-7.08	.00	379.63	.00	.00	.00	1174.14	-1457.37	.00	1457.37
28	STINGER	-39.06	-12.18	.00	.00	.00	.55	.00	1183.54	-534.86	.00	534.86
30	STINGER	-47.69	-18.16	.00	210.03	.00	.00	.00	1174.53	-913.82	.00	913.82
32	STINGER	-57.55	-26.80	.00	.00	.00	1.53	.00	1171.77	-489.31	.00	489.31
34	STINGER	-66.33	-36.63	.00	518.02	.00	.00	.00	1134.41	-2051.49	.00	2051.49
36	STINGER	-72.36	-48.32	.00	.00	.00	1.13	.00	1152.24	-690.55	.00	690.55
38	STINGER	-76.33	-60.90	.00	438.36	.00	.00	.00	1116.55	-1978.02	.00	1978.02
40	SAGBEND	-78.22	-120.75	.00	.00	.00	.00	.00	1084.06	-162.13	.00	162.13
41	SAGBEND	-78.66	-180.75	.00	.00	.00	.00	.00	1034.55	-12.69	.00	12.69
42	SAGBEND	-78.99	-240.75	.00	.00	.00	.00	.00	984.93	-.70	.00	.70
43	SAGBEND	-79.33	-300.75	.00	.00	.00	.00	.00	935.31	.27	.00	.27
44	SAGBEND	-79.68	-360.75	.00	.00	.00	.00	.00	885.69	.37	.00	.37
45	SAGBEND	-80.06	-420.75	.00	.00	.00	.00	.00	836.07	.43	.00	.43
46	SAGBEND	-80.45	-480.75	.00	.00	.00	.00	.00	786.44	.48	.00	.48
47	SAGBEND	-80.88	-540.75	.00	.00	.00	.00	.00	736.82	.55	.00	.55
48	SAGBEND	-81.33	-600.75	.00	.00	.00	.00	.00	687.20	.63	.00	.63
49	SAGBEND	-81.82	-660.74	.00	.00	.00	.00	.00	637.57	.73	.00	.73
50	SAGBEND	-82.34	-720.74	.00	.00	.00	.00	.00	587.95	.86	.00	.86
51	SAGBEND	-82.92	-780.74	.00	.00	.00	.00	.00	538.33	1.03	.00	1.03
52	SAGBEND	-83.54	-840.73	.00	.00	.00	.00	.00	488.70	1.25	.00	1.25
53	SAGBEND	-84.24	-900.73	.00	.00	.00	.00	.00	439.08	1.55	.00	1.55
54	SAGBEND	-85.02	-960.73	.00	.00	.00	.00	.00	389.45	1.98	.00	1.98
55	SAGBEND	-85.91	-1020.72	.00	.00	.00	.00	.00	339.83	2.61	.00	2.61
56	SAGBEND	-86.93	-1080.71	.00	.00	.00	.00	.00	290.21	3.61	.00	3.61
57	SAGBEND	-88.16	-1140.70	.00	.00	.00	.00	.00	240.59	5.37	.00	5.37
58	SAGBEND	-89.68	-1200.68	.00	.00	.00	.00	.00	190.98	9.50	.00	9.50
59	SAGBEND	-91.75	-1260.64	.00	.00	.00	.00	.00	141.37	27.54	.00	27.54
60	SAGBEND	-95.60	-1320.51	.00	.00	.00	.00	.00	91.71	140.79	.00	140.79
61	SAGBEND	-108.45	-1378.89	.00	.00	.00	.00	.00	40.65	614.17	.00	614.17
62	SAGBEND	-153.69	-1421.79	.00	18.23	.00	.00	.00	1.94	919.53	.00	919.53
63	SAGBEND	-213.31	-1425.93	.00	66.66	.00	.00	.00	5.38	79.28	.00	79.28
64	SEABED	-273.31	-1426.01	.00	50.25	.00	.00	.00	5.36	37.30	.00	37.30
65	SEABED	-333.31	-1426.01	.00	49.71	.00	.00	.00	5.36	8.85	.00	8.85
66	SEABED	-393.31	-1426.01	.00	.00	.00	.00	.00	5.36	.00	.00	.00

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	PAGE 12
Instalasi Pipeline 14 in	
JOB NO. - 01	LICENSED TO: ZAINAL ARIFIN-PT ENERKON
USER ID - rainier	DATE - 6/26/2018 TIME - 12: 3:24 CASE 1

=====

D Y N A M I C S O L U T I O N S U M M A R Y

PIPE PROPERTIES (1)

```

=====
PIPE SECTION LENGTH ..      12.00 M      ELASTIC MODULUS ..... 207000. MPA
OUTSIDE DIAMETER .....      35.560 CM    CROSS SECTIONAL AREA . 232.52 CM2
WALL THICKNESS .....        2.220 CM    MOMENT OF INERTIA .... 32451.22 CM4
WEIGHT/LENGTH IN AIR .. 1825.316 N/M    YIELD STRESS .....    450.00 MPA
SUBMERGED WGHT/LENG ..      827.204 N/M  STRESS INTENS FACTOR . 1.000
SPECIFIC GRAVITY .....        1.829
  
```

BARGE DATA

```

=====
TOTAL PIPE TENSION ... 1203.90 KN      RADIUS OF CURVATURE ..      .00 M
NUMBER OF TENSIONERS .      3          BARGE TRIM ANGLE .....      .000 DEG
NO. OF PIPE SUPPORTS .      7          PIPE ANGLE AT STERN ..      7.230 DEG
BARGE HEADING .....      .000 DEG    OFFSET FROM R.O.W. ...      .00 M
  
```

STINGER DATA

```

=====
NO. OF PIPE SUPPORTS .      9          STINGER STERN DEPTH ..      -60.90 M
NO. STINGER SECTIONS .      9          PIPE ANGLE AT STERN ..      79.698 DEG
RADIUS OF CURVATURE ..      96.20 M    STINGER LENGTH .....      105.06 M
  
```

SAGBEND DATA

```

=====
WATER DEPTH .....      1426.00 M    HORIZ PIPE TENSION ...      5.36 KN
TOUCHDOWN X-COORD. ... -184.73 M    BOTTOM SLOPE ANGLE ...      .000 DEG
  
```

```

===== SOLUTION SUMMARY =====
NODE  PIPE      X      Y      Z      SUPPORT REACT      TOTAL      TOTAL      PCT
NO.  SECTION  COORD  COORD  COORD  VERT   HORIZ   MOMENT   STRESS   YLD
=====
1  LAYBARGE  119.7   4.3    .0    8.8    .0      .0      .0      0.
3  LAYBARGE  107.5   4.3    .0   25.2   .0     28.7   13.4    3.
5  LAYBARGE   95.3   4.3    .0   21.5   .0     21.0    9.8     2.
7  LAYBARGE   83.1   4.3    .0   22.5   .0     23.1   10.7     2.
9  TENSIONR   70.9   4.3    .0   22.2   .0     22.6   27.8     6.
11 TENSIONR   58.7   4.3    .0   22.2   .0     22.5   45.0    10.
13 TENSIONR   46.5   4.3    .0   22.7   .0     23.5   62.7    14.
15 LAYBARGE   34.2   4.3    .0   14.3   .0     20.0   61.1    14.
17 LAYBARGE   21.4   4.3    .0    .0    .0     172.6  132.2   29.
19 LAYBARGE    8.4   3.6    .0   382.1  .0    1369.8  689.1  153.
22 STINGER   -9.9   -5.0    .0   25.4   .0     246.8  166.3   37.
24 STINGER  -20.0   -3.4    .0    .0    .0     373.9  225.4   50.
26 STINGER  -29.9   -7.1    .0   379.6  .0    1457.4  729.2  162.
28 STINGER  -39.1  -12.2    .0    .0    .0     534.9  300.0   67.
30 STINGER  -47.7  -18.2    .0   210.0  .0     913.8  476.0  106.
32 STINGER  -57.5  -26.8    .0    .0    .0     489.3  278.2   62.
34 STINGER  -66.3  -36.6    .0   518.0  .0    2051.5  1004.1  223.
36 STINGER  -72.4  -48.3    .0    .0    .0     690.6  371.0   82.
38 STINGER  -76.3  -60.9    .0   438.4  .0    1978.0  969.1  215.
62 SAGBEND  -153.7 -1421.8  .0   18.2   .0     919.5  443.2   98.
63 SAGBEND  -213.3 -1425.9  .0   66.7   .0      79.3  107.3   24.
  
```

LAMPIRAN C

Perhitungan Bursting akibat Internal Pressure

$$P_t = 4386.13 \text{ psi}$$

$$P_t \leq f_d \cdot f_e \cdot f_t \cdot P_b \quad (1)$$

$$4386.13 \leq 0.9 \times 1 \times 1 \cdot P_b$$

$$4873.48 \leq P_b$$

$$P_b = 0.45(S + U) \ln \frac{D}{D_i} \quad (2)$$

$$4873.48 = 0.45 (65000 + 77000) \ln(14/D_i)$$

$$4873.48 = 0.45 (142000) \ln(14/D_i)$$

$$4873.48 = 63900 \ln(14/D_i)$$

$$0.07627 = \ln(14/D_i)$$

$$D_i = 12.976 \text{ inci}$$

$$t = 0.512 \text{ inci} = 13.005 \text{ mm}$$

$$P_d = 3494.5 \text{ psi}$$

$$P_d \leq 0.8 P_t \quad (3)$$

$$3494.5 \leq 0.8 \times 4386.13$$

$$3494.5 \leq 3494.5 \text{ (MEMENUHI)}$$

$$P_a \leq 0.9 P_t \quad (4)$$

$$3828.99 \leq 0.9 \times 4386.13$$

$$3828.99 \leq 3931.32 \text{ (MEMENUHI)}$$

Perhitungan Collapse akibat External Pressure

$$P_y = 2S(t/D) \quad (5)$$

$$P_y = 2 \times 65000(t/14)$$

$$P_y = 9285t$$

$$P_e = 2E \frac{(t/D)^3}{(1-\nu^2)} \quad (6)$$

$$P_e = 2 \times 3.10^7 \frac{(t/14)^3}{(1-0.3^2)}$$

$$P_e = 24028.4t^3$$

$$P_c = \frac{P_y.P_e}{\sqrt{P_y^2 + P_e^2}} \quad (7)$$

$$P_c = \frac{9285t \times 24028.4t^3}{\sqrt{(9285t)^2 + (24028.4t^3)^2}}$$

$$P_c = \frac{9285t \times 24028.4t^3}{\sqrt{(9285t)^2 + (24028.4t^3)^2}}$$

$$f_o.P_c \geq (P_o - P_i) \quad (8)$$

$$0.7 \times P_c \geq (2086.22 - 0)$$

$$P_c \geq 2980.31$$

$$\frac{9285t \times 24028.4t^3}{\sqrt{(9285t)^2 + (24028.4t^3)^2}} \geq 2980.31$$

$$t \geq \mathbf{0.537}$$

Perhitungan Buckling akibat Combined Load

$$g(\delta) = (1 + 20\delta)^{-1} \quad (9)$$

$$g(\delta) = (1 + 20 \times 0.03)^{-1}$$

$$g(\delta) = 0.625$$

$$f_c = f_0/g(\delta) \quad (10)$$

$$f_c = 0.7/0.625$$

$$f_c = 1.12$$

$$\frac{\varepsilon}{\varepsilon_b} + \frac{(P_o - P_i)}{f_c P_c} \leq g(\delta) \quad (11)$$

$$\frac{0.001842}{0.03125} + \frac{(2086.22)}{1.12 \times 2982.146} \leq 0.625$$

$$\mathbf{0.613 \leq 0.625 \text{ (memenuhi)}}$$

Perhitungan Propagating Buckles

$$Pp = 24S \left[\frac{t}{D} \right]^{2.4} \quad (12)$$

$$Pp = 24 \times 65000 \left[\frac{t}{14} \right]^{2.4}$$

$$Pp = 2769.6t^{2.4}$$

$$P_o - P_i \geq fp.Pp \quad (13)$$

$$2086.22 - 0 \geq 0.8 \times 2769.6t^{2.4}$$

$$0.94157 \geq t^{2.4}$$

$$\mathbf{0.97523 \geq t}$$

LAMPIRAN D

Perhitungan Catenary

Berat Pipa per meter (W) :

$$V_{\text{pipa}} = \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot (\text{OD-ID}) \quad (14)$$

$$V_{\text{pipa}} = \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot (0.3556-0.3112)$$

$$V_{\text{pipa}} = 0.23 \text{ m}^3$$

$$W = \rho_{\text{baja}} \cdot g \cdot V_{\text{pipa}} \quad (15)$$

$$W = 7850 \times 9.8 \times 0.23$$

$$\mathbf{W = 1789.53 \text{ N/m}}$$

Gaya Buoyancy Pipa per meter (F) :

$$V_{\text{celup}} = \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot \text{OD} \quad (16)$$

$$V_{\text{celup}} = \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot 0.3556$$

$$V_{\text{celup}} = 0.28 \text{ m}^3$$

$$F = \rho_{\text{air laut}} \cdot g \cdot V_{\text{celup}} \quad (17)$$

$$F = 1025 \times 9.8 \times 0.28$$

$$\mathbf{F = 998.02 \text{ N/m}}$$

Berat Pipa Tercelup per meter (Ws) :

$$W_s = W - F \quad (18)$$

$$W_s = 1789.53 - 998.02$$

$$\mathbf{W_s = 791.51 \text{ N/m}}$$

Besar Radius of Curvature (R) :

$$R = \frac{E.D}{2 \cdot \sigma \cdot DF} \quad (19)$$

$$R = \frac{207000 \times 0.3556}{2 \times 450 \times 0.85}$$

$$\mathbf{R = 96.21733 \text{ m}}$$

Gaya Horizontal (T_H) :

$$T_H = W_s \cdot R \quad (20)$$

$$T_H = 791.51 \times 96.21733$$

$$\mathbf{T_H = 76.157 \text{ kN}}$$

Panjang Pipa Tercelup (s) :

$$s = z \sqrt{1 + 2 \frac{T_H}{z \cdot W_s}} \quad (21)$$

$$s = 1426 \sqrt{1 + 2 \frac{76.157}{1426 \times 791.157}}$$

$$\mathbf{s = 1519.17 \text{ m}}$$

Gaya Vertikal (T_v) :

$$T_v = W_s \cdot s \quad (22)$$

$$T_v = 791.157 \times 1519.17$$

$$\mathbf{T_v = 1202.44 \text{ kN}}$$

Gaya Tension (T) :

$$T = \sqrt{T_v^2 + T_H^2} \quad (23)$$

$$\mathbf{T = 1204.85 \text{ kN}}$$

LAMPIRAN E

RESPONSE AMPLITUDE OPERATOR

Tabel RAO heading 0°

Wave Frequency	Surge	Phase	Sway	Phase	Heave	Phase	Roll	Phase	Pitch	Phase	Yaw	Phase
0.251	0.944	-92.5	0.002	-163.5	0.973	1.5	0.003	-172.5	0.992	90.5	0.019	10.5
0.315	0.87	-96.5	0.004	-158.5	0.944	2.5	0.003	-168.5	0.958	89.5	0.026	17.5
0.378	0.708	-104.5	0.009	-152.5	0.936	6.5	0.008	-163.5	0.85	87.5	0.039	23.5
0.442	0.416	-145.3	0.022	-150.7	1.073	9.7	0.026	-161.7	0.496	89.7	0.072	25.3
0.506	2.909	-157.9	0.098	124.9	2.054	70.1	0.177	118.9	2.306	-14.9	0.268	-58.1
0.569	0.809	-109.4	0.015	55.4	0.444	63.6	0.065	67.4	0.944	44.6	0.043	-116.6
0.633	0.336	-101.8	0.016	-5.2	0.332	62.2	0.114	114.8	0.47	51.2	0.015	-114.2
0.696	0.14	-79.9	0.008	57.9	0.285	84.1	0.023	-140.1	0.225	72.1	0.006	-127.1
0.76	0.06	-40.2	0.004	59.2	0.277	102.8	0.007	-131.8	0.141	112.8	0.003	-135.8
0.823	0.03	21.9	0.001	73.1	0.23	119.9	0.003	-124.9	0.12	144.9	0.001	-151.9
0.887	0.023	84.4	0.001	-143.4	0.174	141.4	0	-141.4	0.089	169.4	0.001	80.6
0.95	0.012	145.3	0.003	97.7	0.115	-10.7	0.001	137.7	0.066	-156.7	0.002	100.7
1.014	0.022	-131.8	0.004	175.8	0.075	-138.8	0.002	-163.2	0.041	-125.8	0.002	168.8
1.078	0.024	-91.7	0.004	79.7	0.059	-96.7	0.001	90.7	0.026	-79.7	0.001	81.7
1.141	0.017	-25.8	0.003	41.8	0.039	-55.8	0	59.8	0.02	-28.8	0.001	47.8
1.205	0.018	-151.3	0.003	133.3	0.034	-177.3	0	168.3	0.012	-161.3	0.001	134.3
1.268	0.017	-100.3	0.002	36.3	0.038	-134.3	0	46.3	0.008	-101.3	0	51.3
1.332	0.016	-33	0.003	139	0.012	-34	0	83	0.008	-47	0.001	145
1.395	0.013	-157.1	0.003	36.1	0.015	-165.1	0	149.1	0.003	-4.1	0.001	44.1
1.459	0.008	-97	0.004	93	0.014	-157	0	63	0.003	-107	0.001	111
1.522	0.011	-6.6	0	2.6	0.011	-26.6	0	115.6	0.003	-17.6	0	94.6
1.586	0.022	-57.9	0.009	53.9	0.005	-152.9	0.001	26.9	0.003	-77.9	0.001	65.9
1.65	0.007	-41.6	0.001	74.6	0.009	-64.6	0	124.6	0.002	-58.6	0	65.6
1.713	0.008	-152.6	0.001	73.6	0.008	-156.6	0	126.6	0.001	-155.6	0	58.6
1.777	0.006	-70.6	0	38.6	0.006	-90.6	0	78.6	0.001	-75.6	0	156.6
1.84	0.005	-153.7	0	123.7	0.004	-165.7	0	40.7	0.001	-169.7	0	178.7
1.904	0.004	-61.5	0	34.5	0.003	-85.5	0	34.5	0.001	-79.5	0	34.5
1.967	0.003	-146.9	0	115.9	0.003	-175.9	0	22.9	0	-158.9	0	115.9
2.031	0.003	-49.9	0.001	142.9	0.002	-62.9	0	142.9	0	-72.9	0	16.9
2.094	0.003	-131.3	0	99.3	0.002	-155.3	0	99.3	0	-156.3	0	95.3

Tabel RAO heading 45°

Wave Frequency	Surge	Phase	Sway	Phase	Heave	Phase	Roll	Phase	Pitch	Phase	Yaw	Phase
0.251	0.681	-91.7	0.68	-90.3	0.987	1.3	0.751	87.7	0.707	90.3	0.377	-178.3
0.315	0.65	-93.8	0.658	-90.2	0.97	2.2	0.782	85.8	0.699	90.2	0.361	-177.2
0.378	0.585	-99.7	0.627	-90.3	0.959	3.3	0.831	84.7	0.66	88.3	0.337	-175.3
0.442	0.453	-122.5	0.586	-91.5	1.016	7.5	0.909	83.5	0.498	84.5	0.294	-173.5
0.506	1.813	-136.9	0.486	-92.1	1.145	62.1	1.16	82.9	1.434	12.1	0.321	-143.1
0.569	0.698	-98.2	0.504	-87.8	0.522	17.8	1.515	85.2	0.871	61.8	0.279	-162.8
0.633	0.42	-99.2	0.418	-53.8	0.481	15.8	2.245	139.2	0.647	60.8	0.184	-158.8
0.696	0.252	-97	0.05	-65	0.383	22	0.856	-147	0.452	59	0.144	-167
0.76	0.139	-92.7	0.054	-135.3	0.28	36.3	0.189	-137.3	0.311	58.3	0.095	-159.3
0.823	0.061	-81.1	0.055	-176.9	0.234	56.9	0.016	131.1	0.176	57.9	0.045	-153.9
0.887	0.024	-52.1	0.06	168.1	0.194	69.9	0.063	55.1	0.07	81.9	0.006	-155.9
0.95	0.011	-105.3	0.042	175.3	0.125	81.7	0.068	49.3	0.069	127.7	0.017	58.3
1.014	0.031	167.6	0.012	-129.6	0.078	135.6	0.046	41.4	0.047	135.6	0.018	72.4
1.078	0.031	157.4	0.022	147.6	0.079	157.4	0.023	15.6	0.022	-171.6	0.009	85.6
1.141	0.013	-122.5	0.029	160.5	0.031	-4.5	0.013	-44.5	0.027	-133.5	0.003	175.5
1.205	0.026	-83.8	0.016	169.8	0.036	-88.8	0.013	-93.2	0.014	-119.8	0.006	64.8
1.268	0.023	-67.3	0.005	158.3	0.056	-79.3	0.01	-126.7	0.005	-29.3	0.005	82.3
1.332	0.015	-171.2	0.014	2.2	0.011	-0.2	0.006	-175.8	0.011	-167.2	0	120.2
1.395	0.012	-123.5	0.006	157.5	0.015	-99.5	0.006	129.5	0.002	-114.5	0.002	105.5
1.459	0.005	-100.4	0.009	66.4	0.003	-163.4	0.005	92.4	0.001	-40.4	0.001	107.4
1.522	0.007	-33.5	0.01	34.5	0.005	-36.5	0.003	35.5	0.002	-31.5	0.001	178.5
1.586	0.065	-81.8	0.024	85.8	0.024	-155.8	0.003	113.8	0.011	-105.8	0.003	62.8
1.65	0.008	-122.4	0.008	14.4	0.011	-176.4	0.002	139.4	0.002	-79.4	0.002	76.4
1.713	0.004	-132.4	0.022	8.4	0.015	-18.4	0.003	37.4	0.001	-163.4	0.001	168.4
1.777	0.008	-146.3	0.011	106.3	0.003	-152.3	0.001	59.3	0.001	-138.3	0.002	132.3
1.84	0	-149.2	0.019	91.2	0.009	-103.2	0.002	80.2	0	-29.2	0.001	131.2
1.904	0.007	-43.1	0.002	125.1	0.001	-119.1	0.001	7.1	0.001	-28.1	0.001	22.1
1.967	0.001	-147.4	0.008	135.4	0.008	-151.4	0.001	118.4	0	-166.4	0	30.4
2.031	0.006	-77.5	0.003	144.5	0.003	-110.5	0	156.5	0.001	-58.5	0	52.5
2.094	0.002	-110.4	0.002	30.4	0.004	-152.4	0	171.4	0	-100.4	0	141.4

Tabel RAO heading 90°

Wave Frequency	Surge	Phase	Sway	Phase	Heave	Phase	Roll	Phase	Pitch	Phase	Yaw	Phase
0.251	0.003	-170	0.973	-90	1.001	0	1.068	90	0	-180	0.003	-132
0.315	0.006	-171	0.958	-90	1.002	0	1.129	91	0.002	178	0	0
0.378	0.011	-174	0.94	-90	1.005	0	1.224	91	0.001	-105	0.001	-46
0.442	0.028	-177	0.923	-90	1.014	1	1.39	92	0.011	-43	0.004	-46
0.506	0.146	-106	0.908	-88	0.939	2	1.705	99	0.134	37	0.016	-102
0.569	0.034	-75	0.887	-81	1.018	-1	2.257	119	0.058	74	0.016	-16
0.633	0.016	-131	0.652	-68	1.056	-3	2.501	164	0.047	24	0.043	37
0.696	0.005	158	0.36	-86	1.092	-9	1.74	-151	0.033	-45	0.051	83
0.76	0.003	25	0.391	-109	1.077	-18	0.907	-127	0.031	-105	0.042	106
0.823	0.008	-63	0.4	-114	0.966	-29	0.49	-124	0.04	-155	0.036	114
0.887	0.015	-112	0.375	-119	0.779	-40	0.29	-129	0.046	162	0.033	118
0.95	0.021	-156	0.334	-124	0.57	-46	0.186	-136	0.047	117	0.031	126
1.014	0.025	161	0.287	-131	0.38	-49	0.125	-144	0.034	87	0.026	134
1.078	0.02	134	0.246	-141	0.25	-43	0.084	-152	0.017	67	0.021	135
1.141	0.014	106	0.208	-151	0.172	-31	0.058	-162	0.008	69	0.017	133
1.205	0.008	102	0.173	-164	0.126	-20	0.041	-172	0.004	111	0.014	132
1.268	0.001	14	0.144	-179	0.091	-14	0.028	178	0.004	141	0.011	130
1.332	0.003	99	0.121	166	0.075	9	0.019	169	0.003	121	0.009	120
1.395	0.006	79	0.106	151	0.061	20	0.013	161	0.006	64	0.006	108
1.459	0.01	-154	0.079	122	0.014	23	0.01	132	0.004	167	0.005	96
1.522	0.002	145	0.081	104	0.031	37	0.009	133	0.004	122	0.003	88
1.586	0.031	-101	0.071	84	0.007	-130	0.005	94	0.006	-147	0.002	45
1.65	0.004	94	0.059	61	0.051	73	0.004	84	0.004	92	0.002	42
1.713	0.003	-28	0.049	40	0.026	115	0.002	62	0	103	0.002	38
1.777	0.003	-7	0.038	30	0.017	129	0.002	49	0.001	173	0.001	55
1.84	0.002	-46	0.017	55	0.008	142	0.001	31	0.001	-167	0.001	6
1.904	0.002	-57	0.016	-40	0.003	153	0.001	6	0.001	-167	0.001	-30
1.967	0.002	-30	0.024	-54	0.002	175	0.001	13	0	-180	0	-39
2.031	0.002	17	0.028	-86	0.002	-25	0.001	-11	0	130	0	-81
2.094	0.002	-40	0.02	-119	0.003	-37	0.001	0	0	-121	0	-124

Tabel RAO heading 135°

Wave Frequency	Surge	Phase	Sway	Phase	Heave	Phase	Roll	Phase	Pitch	Phase	Yaw	Phase
0.251	0.679	93.7	0.68	-89.7	0.985	-0.3	0.751	93.3	0.71	-89.3	0.396	-2.7
0.315	0.653	96.8	0.657	-90.8	0.961	0.8	0.784	95.2	0.709	-88.2	0.387	-3.8
0.378	0.619	104.7	0.623	-90.7	0.922	3.7	0.834	97.3	0.719	-84.3	0.376	-5.7
0.442	0.626	127.5	0.573	-90.5	0.881	13.5	0.923	100.5	0.816	-72.5	0.369	-10.5
0.506	1.419	-79.1	0.493	-79.9	0.549	168.9	1.097	104.1	1.357	40.9	0.211	-47.9
0.569	0.465	44.2	0.46	-77.2	0.554	-27.8	1.272	129.8	0.195	-147.8	0.241	-7.2
0.633	0.355	70.2	0.248	-58.2	0.489	-17.8	1.324	-179.2	0.243	74.2	0.216	-7.2
0.696	0.288	81	0.083	-106	0.383	-19	0.737	-119	0.257	80	0.15	-12
0.76	0.207	85.7	0.072	-107.7	0.214	-28.3	0.221	-92.7	0.221	77.7	0.107	-25.7
0.823	0.11	87.1	0.027	-50.1	0.029	-18.9	0.043	-106.1	0.152	71.1	0.069	-39.1
0.887	0.032	106.1	0.054	-160.1	0.081	112.1	0.028	-38.1	0.075	69.1	0.038	-62.1
0.95	0.016	45.3	0.08	-156.3	0.089	114.3	0.039	-57.3	0.025	103.3	0.021	-108.3
1.014	0.02	94.4	0.085	-165.4	0.089	126.4	0.035	-64.4	0.017	177.4	0.018	-163.4
1.078	0.022	147.6	0.071	-179.6	0.061	142.6	0.025	-71.6	0.022	5.6	0.018	156.4
1.141	0.022	20.5	0.048	-23.5	0.04	159.5	0.015	-81.5	0.017	26.5	0.017	-58.5
1.205	0.019	56.8	0.029	-66.8	0.026	25.8	0.006	-100.8	0.01	31.8	0.014	-89.8
1.268	0.015	104.3	0.023	-131.3	0.025	59.3	0.002	-22.3	0.005	54.3	0.01	-119.3
1.332	0.012	149.2	0.025	-4.2	0.014	125.2	0.004	-80.2	0.002	96.2	0.006	-161.2
1.395	0.004	12.5	0.019	-16.5	0.009	7.5	0.006	-91.5	0.01	164.5	0.003	-15.5
1.459	0.017	80.4	0.022	-53.4	0.038	86.4	0.004	-137.4	0.002	78.4	0.003	-79.4
1.522	0.011	91.5	0.012	-143.5	0.004	72.5	0.001	-153.5	0.005	49.5	0.003	-153.5
1.586	0.038	30.8	0.007	-150.8	0.034	150.8	0.002	-75.8	0.008	13.8	0.001	-163.8
1.65	0.007	92.4	0.018	-66.4	0.011	12.4	0.002	-25.4	0.002	11.4	0.002	-49.4
1.713	0.003	44.4	0.008	-120.4	0.007	69.4	0.001	-154.4	0.001	11.4	0.001	-144.4
1.777	0.005	45.3	0.006	-39.3	0.003	83.3	0	-53.3	0	150.3	0.001	-50.3
1.84	0.001	66.2	0.01	-79.2	0.004	45.2	0	-119.2	0.001	179.2	0.001	-74.2
1.904	0.004	58.1	0.005	-125.1	0.007	70.1	0	-38.1	0	49.1	0	-135.1
1.967	0.001	178.4	0.004	-26.4	0.001	142.4	0	-95.4	0.001	141.4	0	-55.4
2.031	0.003	25.5	0.002	-123.5	0.003	44.5	0	-94.5	0	126.5	0	-98.5
2.094	0.001	151.4	0.005	-178.4	0	57.4	0	-122.4	0	136.4	0	-35.4

Tabel RAO heading 180°

Wave Frequency	Surge	Phase	Sway	Phase	Heave	Phase	Roll	Phase	Pitch	Phase	Yaw	Phase
0.251	0.948	93.5	0.002	162.5	0.97	0.5	0.003	169.5	0.994	-89.5	0.019	-12.5
0.315	0.894	97.5	0.004	157.5	0.924	1.5	0.003	163.5	0.984	-87.5	0.026	-20.5
0.378	0.819	107.5	0.009	149.5	0.846	6.5	0.008	150.5	0.98	-83.5	0.039	-30.5
0.442	0.81	136.3	0.023	133.7	0.772	24.3	0.025	130.7	1.09	112.3	0.072	-47.3
0.506	2.25	109.9	0.102	30.1	1.352	-177.1	0.181	-155.9	2.027	51.9	0.278	-152.9
0.569	0.595	37.4	0.017	-61.4	0.416	-58.6	0.073	-54.4	0.335	-170.6	0.048	125.6
0.633	0.317	60.8	0.019	-145.8	0.21	-37.2	0.132	-29.8	0.244	44.8	0.02	106.2
0.696	0.152	78.9	0.012	-110.9	0.066	179.9	0.031	-135.9	0.162	56.9	0.008	75.1
0.76	0.043	115.2	0.007	-136.2	0.089	95.2	0.009	-155.2	0.086	68.2	0.004	-140.2
0.823	0.031	49.1	0.004	-163.1	0.126	100.1	0.004	-0.1	0.038	106.1	0.002	-1.1
0.887	0.031	90.6	0.002	-176.6	0.097	103.6	0.002	-9.6	0.039	150.6	0.002	-21.6
0.95	0.022	154.7	0.003	-154.7	0.062	119.7	0.001	-148.7	0.035	160.7	0.001	-167.7
1.014	0.02	37.8	0.004	-144.8	0.033	169.8	0.002	-120.8	0.025	160.8	0.002	-141.8
1.078	0.02	102.7	0.005	-154.7	0.029	19.7	0.002	-131.7	0.011	19.7	0.002	-154.7
1.141	0.017	170.8	0.004	-10.8	0.028	55.8	0.001	-159.8	0.005	73.8	0.002	-10.8
1.205	0.013	44.3	0.003	-59.3	0.013	96.3	0.001	-23.3	0.006	124.3	0.001	-57.3
1.268	0.01	130.3	0.002	-121.3	0.015	162.3	0	-75.3	0.003	163.3	0.001	-112.3
1.332	0.006	16	0.002	-6	0.009	65	0	-138	0.003	47	0.001	-179
1.395	0.01	82.1	0.004	-115.1	0.008	107.1	0.001	-132.1	0.004	5.1	0.001	-108.1
1.459	0.003	14	0.001	-19	0.001	90	0	-72	0.001	11	0	-165
1.522	0.003	105.6	0.001	-24.6	0.004	111.6	0	-175.6	0.001	80.6	0	-25.6
1.586	0.014	36.9	0.003	-65.9	0.01	154.9	0	-104.9	0.001	21.9	0.001	-45.9
1.65	0.001	117.6	0.001	-119.6	0.004	68.6	0	-116.6	0	70.6	0	-130.6
1.713	0.002	145.6	0.002	-150.6	0.002	120.6	0	-100.6	0	149.6	0	-162.6
1.777	0.002	167.6	0.002	-3.6	0.002	51.6	0	-166.6	0	13.6	0	-4.6
1.84	0.001	144.7	0.002	-17.7	0.001	36.7	0	-32.7	0	130.7	0	-10.7
1.904	0.001	149.5	0.001	-48.5	0.001	140.5	0	-84.5	0	45.5	0	-40.5
1.967	0.001	174.9	0.001	-82.9	0.001	45.9	0	-155.9	0	13.9	0	-68.9
2.031	0.002	144.9	0.001	-16.9	0	16.9	0	-38.9	0	102.9	0	-173.9
2.094	0.001	135.3	0.001	-107.3	0.001	6.3	0	-47.3	0	46.3	0	-107.3

BIODATA PENULIS



Penulis lahir di Batam, Kepulauan Riau pada tanggal 30 Januari 1997 dan merupakan anak kedua dari tiga bersaudara. Penulis bersekolah di SD Djuwita Batam dan lulus tahun 2008. Penulis melanjutkan pendidikan sekolah menengah pertama di SMP Charitas Batam selama 2 tahun dan di SMPK Santo Yoseph Denpasar selama 1 tahun. Selanjutnya, penulis melanjutkan pendidikan sekolah menengah atas di SMA Kr. Petra 1 Surabaya dan lulus pada tahun 2014. Penulis diterima sebagai mahasiswa Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember melalui jalur undangan. Selama menjadi mahasiswa penulis juga mengikuti beberapa kegiatan di Organisasi Kerohanian, UKM, dan Himpunan Mahasiswa. Penulis juga sempat mengikuti kerja praktek selama dua bulan di Eni Muara Bakau B.V. Selama melaksanakan kerja praktek, penulis bekerja di bawah divisi Project Development tepatnya bidang Subsea Pipeline. Penulis menyusun Tugas Akhir dengan judul “Kajian dan Perancangan *Gas Pipeline* untuk Laut Dalam dengan Metode S-Lay Ditinjau dari Kondisi Operasi dan Instalasi”